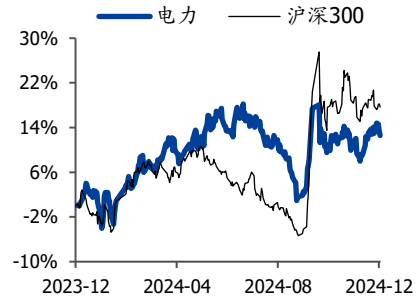


电力

迈向红利新周期——电力行业 2025 年度策略

增持（维持）

行业走势



作者

分析师 张津铭

执业证书编号: S0680520070001

邮箱: zhangjinming@gszq.com

分析师 高紫明

执业证书编号: S0680524100001

邮箱: gaoziming@gszq.com

相关研究

- 《电力：11月用电量增速回落，关注电价落地后板块机会》 2024-12-22
- 《电力：关注电价前置，煤价破八百后的超额机会》 2024-12-15
- 《电力：电价风险逐步释放，红利风格驱动优先》 2024-12-08

行情回顾：2024年以来截至12月05日，公用事业（SW）板块年度上涨10.29%，位列全行业第15名，跑输沪深300指数4.01pcts。2024年全年用电增速预计7%，电力消费弹性系数预计达1.4。从发电来看，2024年1-10月火电、核电发电稳定增长，风光发电量高增，水电整体发电增长显著。预计2025年全社会用电量增速达5.8%，电力消费弹性系数1.16。

电改持续深化，又掀并购浪潮。当前持续进行的电改，实际上是2015年这一轮电改的延伸，但面临“双碳”和“缺电”多重复杂新背景，在发展的过程中有了更深刻和创新的变革，更突出“市场化”核心。一是全面推进电力市场化，二是要兼顾双碳目标下新型电力系统建设中新能源比例提升带来的矛盾，三是成本传导机制的理顺。央国企电力公司掀起重组热潮，优质资源整合有助估值修复。

火电：坚持长期主义，迈向公用事业化的平衡。火电收入由单一电量电价转变为电量+容量+辅助，盈利稳定性提升。容量电价具备提升空间，覆盖固定成本比例确定性提升。电力辅助服务市场规模不断扩大。煤价回落&长协煤弱化成本波动，成本压力整体缓解，量&价分化更凸显。影响火电最主要的三个因素分别是成本（煤价）、收入（电价）和电量（利用小时数）。长期视角α：供需格局是基础，量价具备更强支撑，区域占优；短期视角α：电价前置，煤价下跌，优选弹性标的，抵御电价风险。产业链延伸：关注低碳化改造的相关机会。

风电：左侧布局，好乘政策东风。多途径缓解消纳压力，缓冲量价风险释放。新能源核心矛盾在消纳，消纳引致量&价风险挫伤估值。适应新能源装机快增，消纳红线放松缓解压力。补贴回收有望加快，缓解现金流压力。绿证绿电交易规模持续扩大，加速绿电环境价值兑现。与此同时重视海风投资机会，风电ROE可媲美水核，海风“量价”具有优势。政策支持开发，装机增量空间大，建议关注沿海重点资源区域。另外组件成本持续下降，项目收益率有望提升。

水电：坚持长期主义，来水波动不改红利优势。水电企业盈利模式清晰，高分红高ROE，红利资产配置优选。水电行业企业重资产属性，具备永续经营前提。

核电：兼具成长性与确定性。新型电力系统背景下，核电作为基荷能源重要性提升。目前中国在建机组数量、容量双居世界第一，锁定未来成长性。当下核电行业还本付息，降低财务杠杆，减少财务成本，实现降本增效。在建工程持续攀升，保证未来成长性。

投资建议：重视红利资产配置价值，推荐关注长江电力、国投电力、川投能源、华能水电。看好电价风险出清后的火电板块，推荐关注电价降幅少/成本具备支撑或者具备高分红高股息的火电运营商华电国际、皖能电力、申能股份、浙能电力。推荐关注政策催化有望落地的绿电板块，建议关注中闽能源、福能股份、龙源电力（A+H）推荐关注低碳化改造产业链标的：青达环保和华光环能。核电板块，推荐关注中国核电和中国广核。

风险提示：原料价格超预期上涨；项目建设进度不及预期；电力体制改革政策推进进度和力度不及预期；测算误差风险。

重点标的

股票代码	股票名称	投资评级	EPS (元)				PE			
			2023A	2024E	2025E	2026E	2023A	2024E	2025E	2026E
000543.SZ	皖能电力	买入	0.63	0.82	1.01	1.12	12.30	9.72	7.89	7.12
600023.SH	浙能电力	买入	0.49	0.61	0.67	0.75	12.10	9.42	8.57	7.63
600011.SH	华能国际	买入	0.54	0.75	0.80	1.01	13.20	9.24	8.62	6.83
600795.SH	国电电力	买入	0.31	0.55	0.52	0.61	16.70	8.30	8.71	7.43
601918.SH	新集能源	买入	0.81	0.84	0.96	1.12	9.80	8.40	7.38	6.32

资料来源: Wind, 国盛证券研究所

内容目录

1. 市场回顾	4
1.1 行情回顾	4
1.2 2025 全年用电量预计增速 5.8%	10
2. 电改持续深化，又掀并购浪潮	15
2.1 展望 2025 年电改：“市场化”与“消纳”并重	15
2.2 国企改革持续深化，电力企业有望加速重组	16
3. 火电：坚持长期主义，迈向公用事业化的平衡	19
3.1 盈利模式转变，公用事业化进程加快	19
3.2 寻找估值修复中的 α 价值	21
3.2.1 长期视角 α ：供需格局是基础，量价具备更强支撑，区域占优。	21
3.2.2 短期视角 α ：电价前置，煤价下跌，优选弹性标的，抵御电价风险	23
3.2.3 产业链延伸：关注低碳化改造的相关机会	24
4. 绿电：左侧布局，好乘政策东风	25
4.1 多途径缓解消纳压力，缓冲量价风险释放	25
4.2 补贴发放有望加快兑现，改善资产负债表弹性较大	26
4.3 绿电环境价值加速兑现	28
4.4 重视海风投资机会	29
5. 水电：坚持长期主义，来水波动不改红利优势	32
6. 核电：兼具成长性与确定性	34
7. 投资建议	38
风险提示	40

图表目录

图表 1: 2024 年以来各板块涨跌幅	4
图表 2: 电力 (Wind) 营业收入及变化情况	4
图表 3: 电力 (Wind) 营业成本及变化情况	4
图表 4: 电力 (Wind) 归母净利润及变化情况	5
图表 5: 电力 (Wind) ROE 及变化情况 (%)	5
图表 6: 火电行情复盘	5
图表 7: 火电 (申万 2021) 营业收入及变化情况	6
图表 8: 火电 (申万 2021) 归母净利及变化情况	6
图表 9: 水电行情复盘	6
图表 10: 水电 (申万 2021) 营业收入及变化情况	7
图表 11: 水电 (申万 2021) 归母净利润及变化情况	7
图表 12: 核电行情复盘	7
图表 13: 核电 (申万 2021) 营业收入及变化情况	8
图表 14: 核电 (申万 2021) 归母净利润及变化情况	8
图表 15: 风电&光伏行情复盘	8
图表 16: 光伏 (申万 2021) 营业收入及变化情况	9
图表 17: 光伏 (申万 2021) 归母净利及变化情况	9
图表 18: 风电 (申万 2021) 营业收入及变化情况	9
图表 19: 风电 (申万 2021) 归母净利及变化情况	9
图表 20: 我国风电累计装机及 yoy (单位: 万千瓦)	10
图表 21: 我国太阳能发电累计装机及 yoy (单位: 万千瓦)	10
图表 22: 全社会用电量及同比变化 (单位: 亿千瓦时)	11
图表 23: 各产业累计用电量占比变化	11
图表 24: 各产业用电量当月同比增速	11
图表 25: 累计发电量及同比增速 (单位: 亿千瓦时)	12
图表 26: 各电源发电量占比变化	12

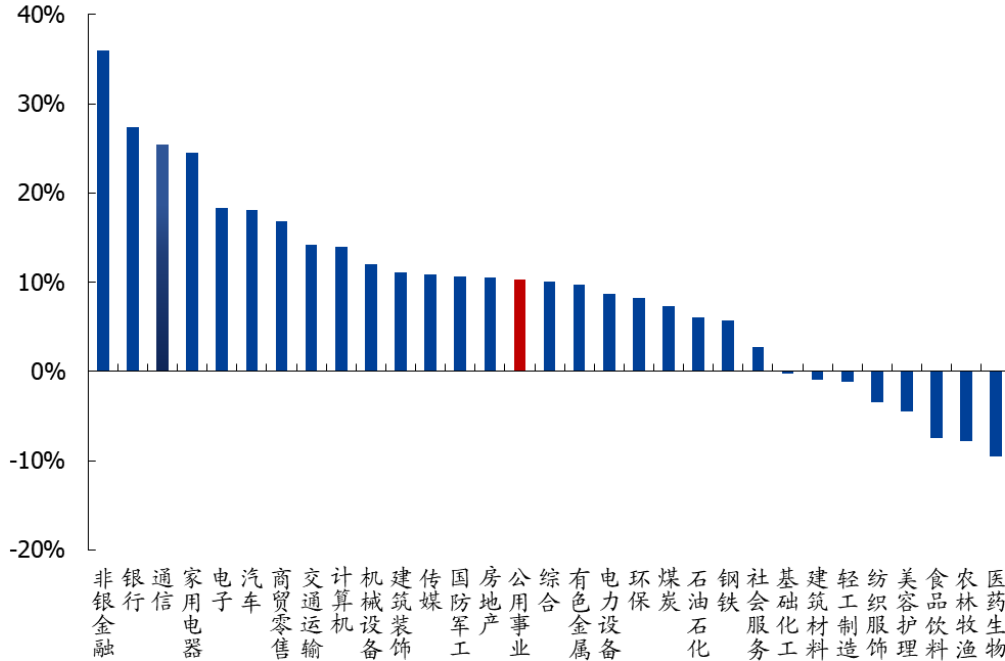
图表 27:	各类型电源发电同比增速	12
图表 28:	电力消费弹性系数变化情况	13
图表 29:	电力平衡表	14
图表 30:	我国电力体制历史概览	15
图表 31:	第二轮电改后与第三轮输配电价改革后电价形成机制梳理对比（工商业用）	15
图表 32:	并购重组政策整理	16
图表 33:	国家能源集团及其上市平台电力资产梳理	17
图表 34:	华电集团及其上市平台电力资产梳理	17
图表 35:	国家电力投资集团及其上市平台电力资产梳理	17
图表 36:	大唐集团及其上市平台电力资产梳理	18
图表 37:	福建省投资开发集团及其上市平台电力资产梳理	18
图表 38:	广西投资集团及其上市平台电力资产梳理	18
图表 39:	淮河能源控股集团有限责任公司及其电力上市公司资产梳理	18
图表 40:	火电收入由单一电量电价转变为电量+容量+辅助	19
图表 41:	行业重点上市公司折旧成本、燃料成本占比情况	20
图表 42:	重点省（市）容量电价、电量电价占比情况	20
图表 43:	预测 2024-2025、2026 各省市自治区容量电价收入情况	20
图表 44:	华能国际辅助服务收入占比	21
图表 45:	火电利润模型	21
图表 46:	重点区域 1-10 月用电量（亿千瓦时）及用电增速（%）	22
图表 47:	重点区域 1-10 月发电量（亿千瓦时）及发电增速（%）	22
图表 48:	重点区域 2024 年 1-10 月发电总量结构	22
图表 49:	2023 年全国与重点省份火电利用小时数情况（小时）	22
图表 50:	动力煤港口价格（元/吨）	23
图表 51:	长协煤比例为 50% 时火电利润敏感性分析	24
图表 52:	长协煤比例为 30% 时火电利润敏感性分析	24
图表 53:	2014-2023 年我国风电、太阳能装机情况（单位：万千瓦）	25
图表 54:	2014-2023 年我国风电、太阳能装机增长率情况	25
图表 55:	2024 年 1-10 月各省（市、自治区）风电、光伏利用率情况	25
图表 56:	我国新能源消纳政策历史进程	26
图表 57:	绿电公司应收账款情况梳理	27
图表 58:	省内绿电月度直接交易量（单位：亿千瓦时）	28
图表 59:	2024 年绿证月度交易量（单位：万个）	28
图表 60:	2024 年 CCER 月度成交量（单位：万吨）	28
图表 61:	2023 年各电源代表公司 ROE 与 ROA 情况对比	29
图表 62:	全国及重点区域风电利用小时数（单位：小时）	29
图表 63:	福建省海风相关政策梳理	30
图表 64:	我国海风装机及海风占整体风电比重	31
图表 65:	长江电力股息率与十年国债收益率对比（单位：%）	32
图表 66:	部分水电企业分红比例（%）	32
图表 67:	长江电力折旧费（亿元）及其水电占成本比例	32
图表 68:	部分水电企业上网电价（元/兆瓦时）	33
图表 69:	部分水电企业 ROE（%）	33
图表 70:	长江电力 2023 年固定资产折旧方法	33
图表 71:	我国核电在建项目明细	35
图表 72:	我国待建机组数量情况	36
图表 73:	中国核电，中国广核资产负债率情况	36
图表 74:	中国核电，中国广核利息支出情况（亿元）	36
图表 75:	中国核电，中国广核在建工程情况（亿元）	37
图表 76:	中国核电，中国广核 ROE	37

1. 市场回顾

1.1 行情回顾

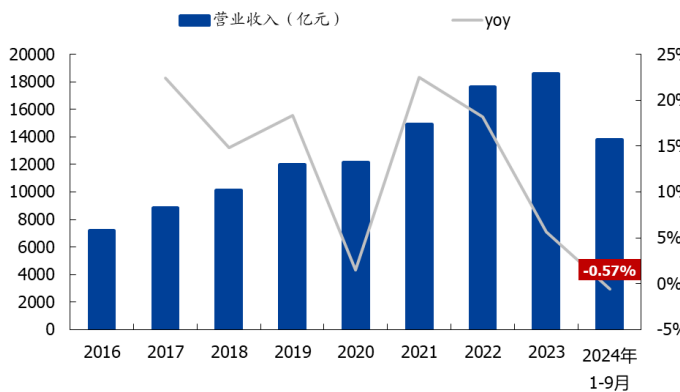
2024年以来截至12月05日，公用事业（SW）板块年度上涨10.29%，位列全行业第15名，跑输沪深300指数4.01pcts。整个电力板块2024前三季度实现营业收入1.38万亿元，同比下降0.57%；营业成本1.05万亿元，同比下降3.22%；实现归母净利润1589.26亿元，同比增长11.13%。

图表1: 2024年以来各板块涨跌幅



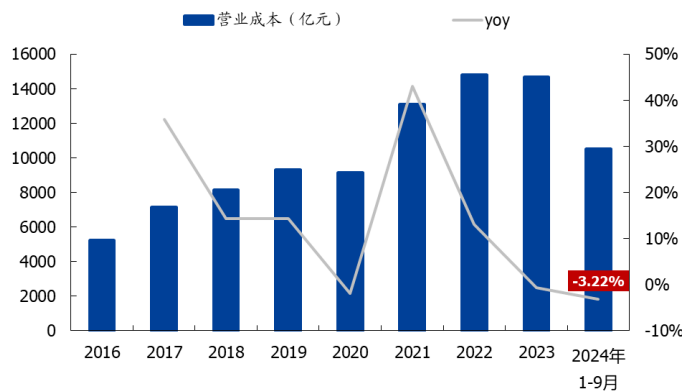
资料来源: iFinD, 国盛证券研究所 (数据统计截至 2024.12.05)

图表2: 电力 (Wind) 营业收入及变化情况



资料来源: Wind, 国盛证券研究所

图表3: 电力 (Wind) 营业成本及变化情况



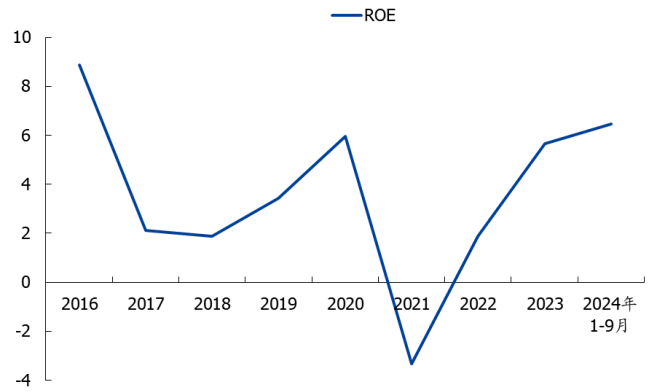
资料来源: Wind, 国盛证券研究所

图表4: 电力 (Wind) 归母净利润及变化情况



资料来源: Wind, 国盛证券研究所

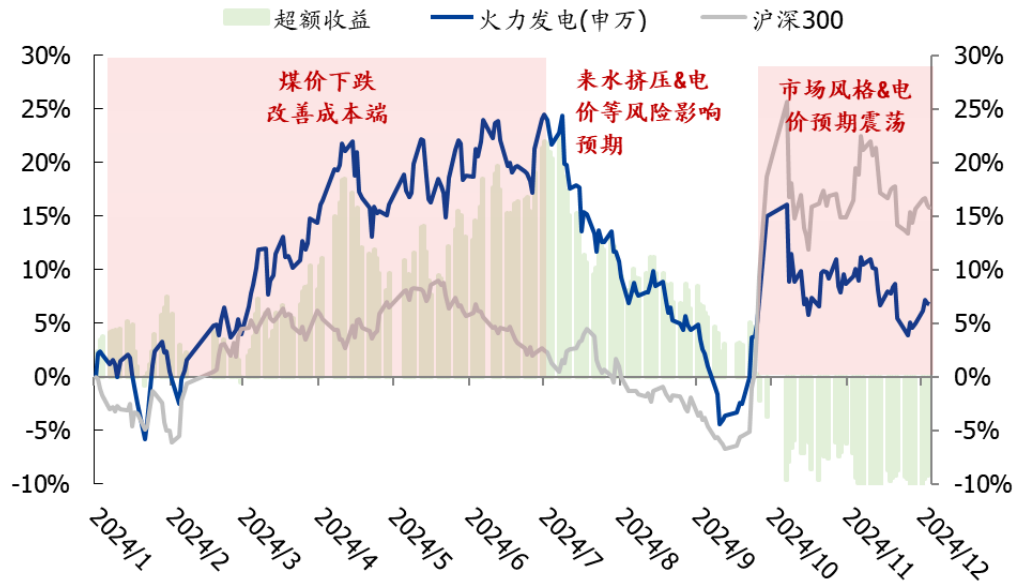
图表5: 电力 (Wind) ROE及变化情况 (%)



资料来源: Wind, 国盛证券研究所

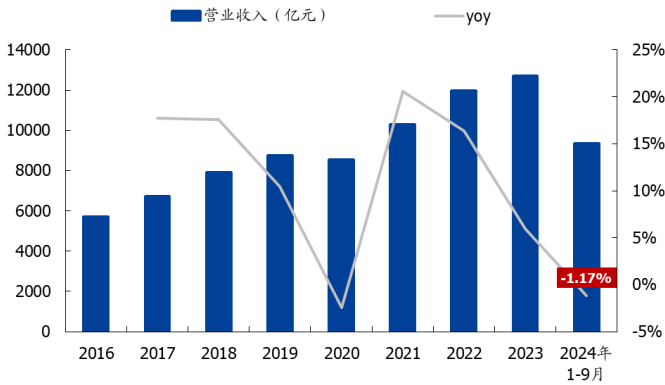
火电板块来看, 今年的行情演绎脉络明晰, 上半年煤价下行成本端改善催化火电板块行情, 下半年基本面水电挤压叠加电价预期悲观拉低行情。由于 2024 年电价整体较去年下跌, 同时来水偏丰挤压火电发电量, 导致火电行业营收同比下滑, 但受益于成本改善整体利润依然有明显提升。今年前三季度火电板块 (SW) 实现营业收入 9345.76 亿元, 同比下降 1.17%; 营业成本 7945.37 亿元, 同比下降 3.28%; 实现归母净利 614.01 亿元, 同比高增 12.10%。

图表6: 火电行情复盘



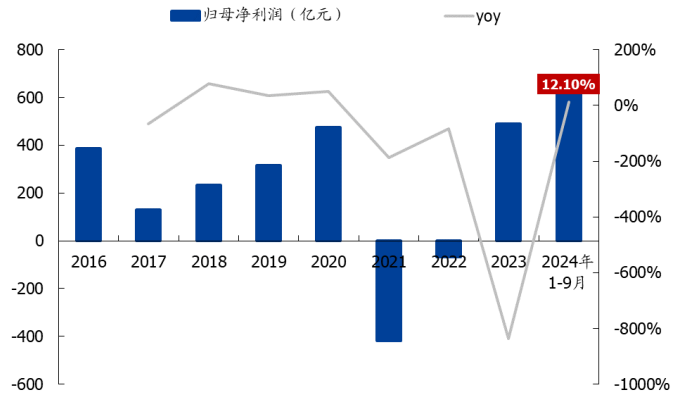
资料来源: iFinD, 国盛证券研究所 (数据统计截至 2024.12.05)

图表7: 火电(申万2021)营业收入及变化情况



资料来源: iFinD, 国盛证券研究所

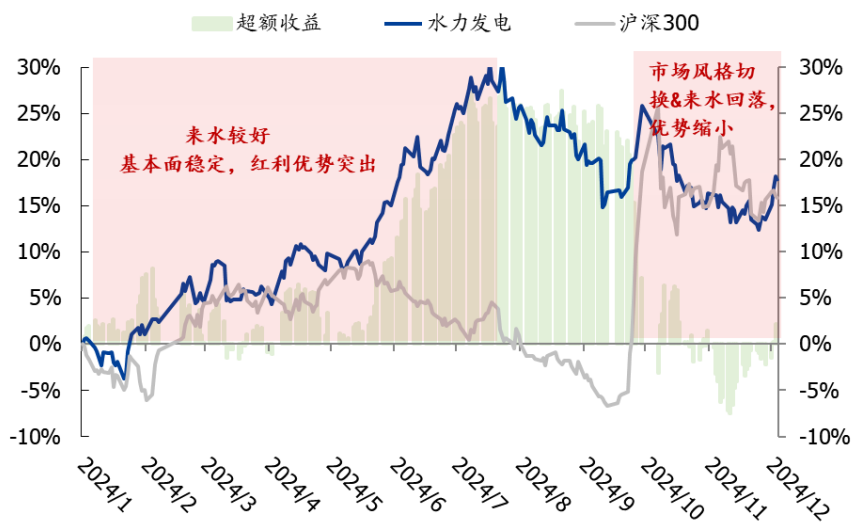
图表8: 火电(申万2021)归母净利润及变化情况



资料来源: Wind, 国盛证券研究所

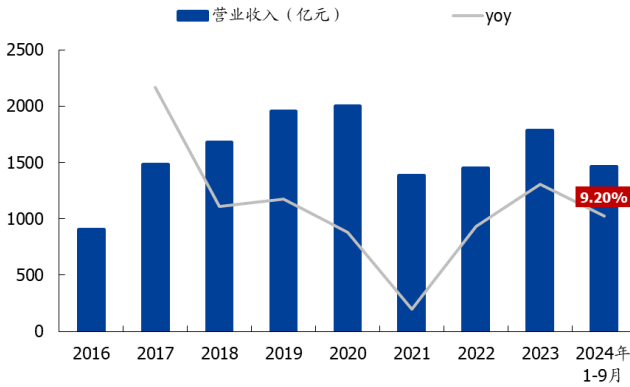
水电板块, 前三季度超额收益领先其他子版块。水电作为高股息、高 ROE 的红利资产, 具备突出的防御特性, 其“类债”属性在市场波动较大且缺乏主题赛道时优势尤为凸显。叠加今年水电基本面环比改善明显, 板块整体行情持续贡献超额收益, 明显跑赢大盘。四季度以来, 由于市场风格切换, 板块相对大盘优势缩减。2024 前三季度水电板块(SW)实现营业收入 1464.69 亿元, 同比增长 9.20%; 营业成本 694.10 亿元, 同比增长 2.99%; 实现归母净利 496.83 亿元, 同比高增 22.60%。

图表9: 水电行情复盘



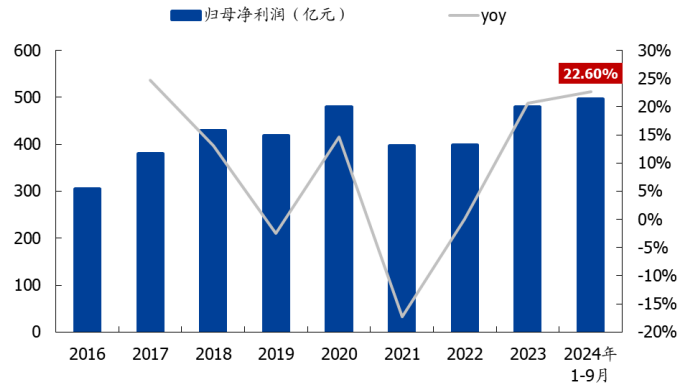
资料来源: iFinD, 国盛证券研究所 (数据统计截至 2024.12.05)

图表10: 水电(申万2021)营业收入及变化情况



资料来源: iFinD, 国盛证券研究所

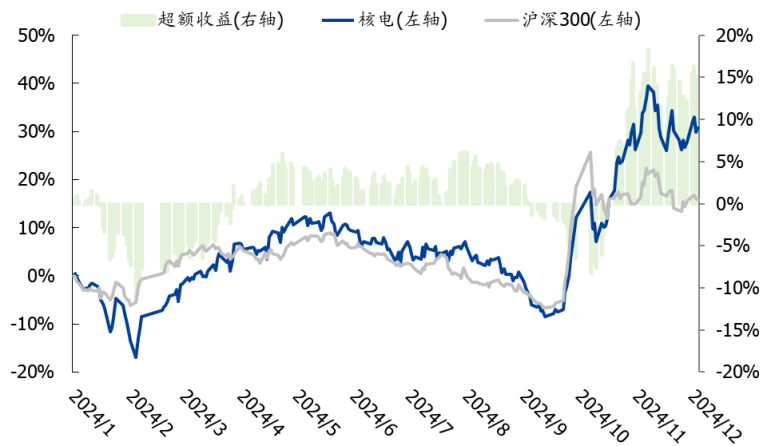
图表11: 水电(申万2021)归母净利润及变化情况



资料来源: iFinD, 国盛证券研究所

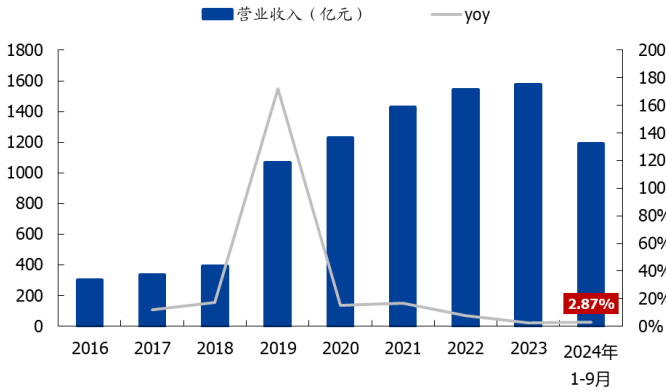
核电板块, 成长加速, 红利逐渐显现。核电行业重启审批加速, 常态化核准下核电装机规模和发电量有望稳步提升, 同时核电随着建设成本下降, 资本开支达峰后红利资产潜力已逐渐显现。2024 前三季度核电板块(SW)实现营业收入 1192.56 亿, 同比增长 2.87%; 营业成本 694.55 亿元, 同比增长 6.93%; 实现归母净利 189.17 亿元, 同比下跌 0.58%。

图表12: 核电行情复盘



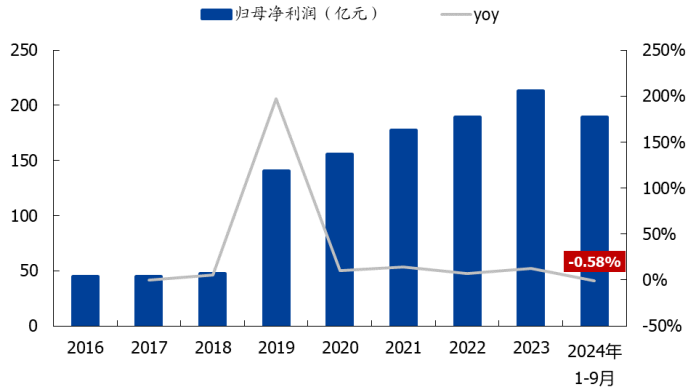
资料来源: Wind, 国盛证券研究所 (数据统计截至 2024.12.05)

图表13: 核电(申万2021)营业收入及变化情况



资料来源: iFinD, 国盛证券研究所

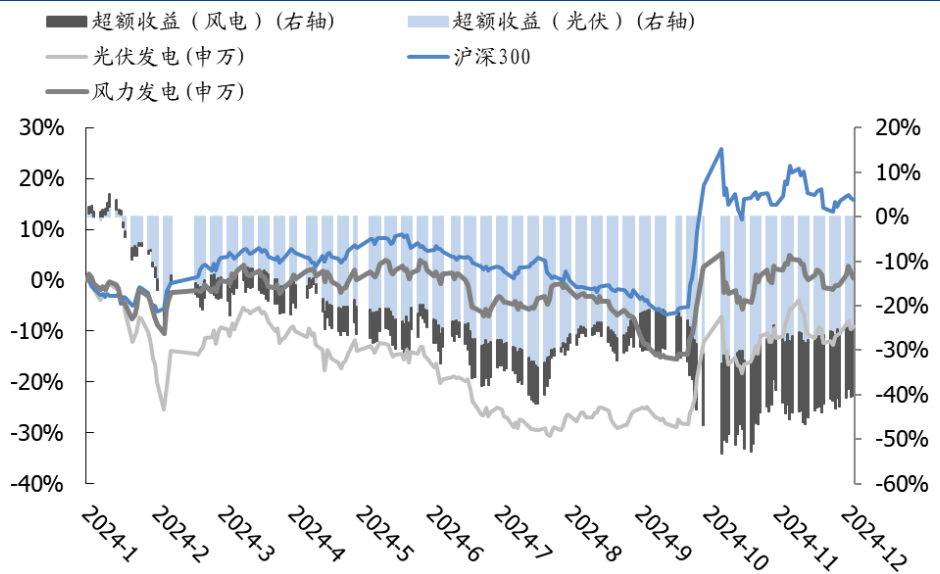
图表14: 核电(申万2021)归母净利润及变化情况



资料来源: iFinD, 国盛证券研究所

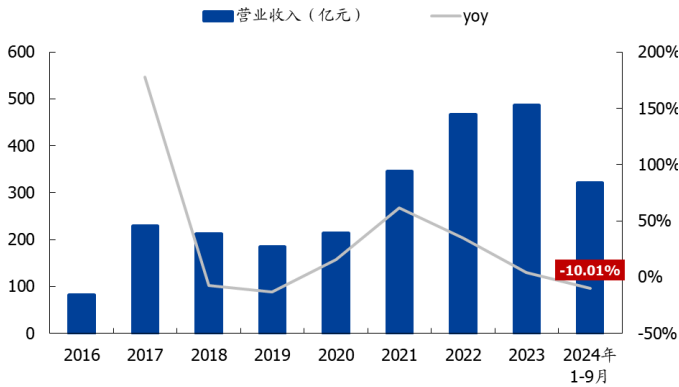
新能源发电方面, 2024年以来风光装机持续高增, 组件价格保持低水平, 但消纳问题仍是行业发展的主要矛盾, 叠加电力市场化改革下新能源电价风险增加, 对于此前高估值市场回调预期。2024前三季度光伏板块(SW)实现营业收入320.80亿, 同比下降10.01%; 营业成本213.96亿元, 同比下降8.38%; 实现归母净利17.33亿元, 同比下降60.85%。2024前三季度风电板块(SW)实现营业收入831.57亿, 同比增长4.06%; 营业成本498.59亿元, 同比增长9.02%; 实现归母净利167.32亿元, 同比下降5.25%。

图表15: 风电&光伏行情复盘



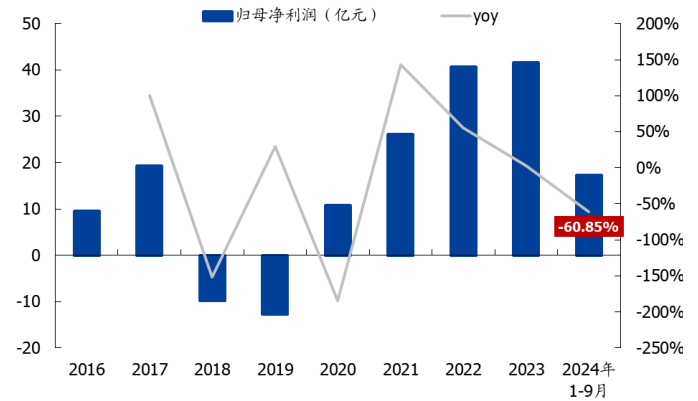
资料来源: iFinD, 国盛证券研究所(数据统计截至2024.12.05)

图表16: 光伏(申万2021)营业收入及变化情况



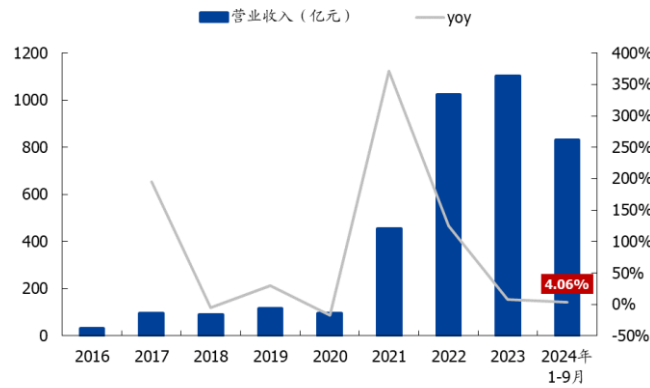
资料来源: Wind, 国盛证券研究所

图表17: 光伏(申万2021)归母净利润及变化情况



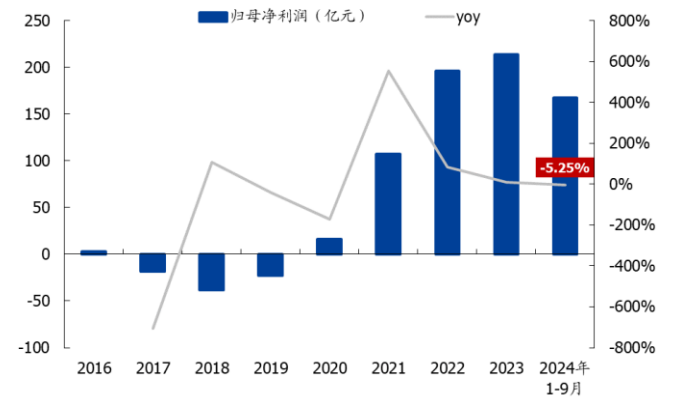
资料来源: Wind, 国盛证券研究所

图表18: 风电(申万2021)营业收入及变化情况



资料来源: Wind, 国盛证券研究所

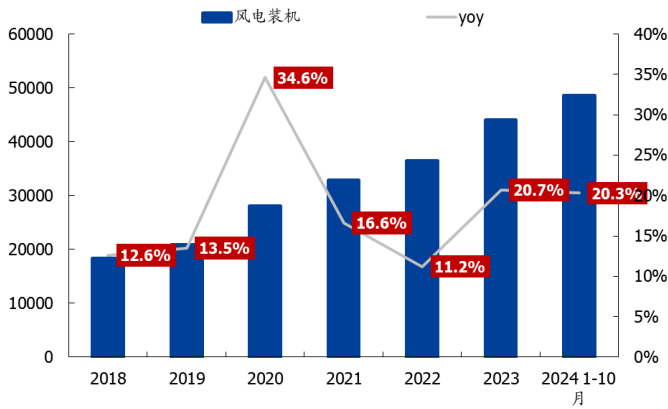
图表19: 风电(申万2021)归母净利润及变化情况



资料来源: Wind, 国盛证券研究所

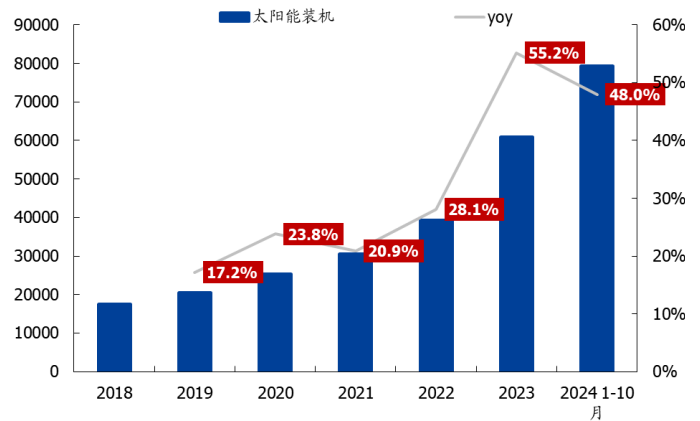
风光装机持续高增，近两年处于增速高位。2023年我国风光装机占总电源装机比重由2018年得到19%提升至36%，截至2024年10月，我国风电累计装机4.86亿千瓦，同比增长20.3%；太阳能发电累计装机7.93亿千瓦，同比增长48%。2023年中国清洁能源消费比重达26.4%，较2013年提高10.9pct。清洁能源发电装机容量达到17亿千瓦，占发电装机总量的58.2%；发电量约3.8万亿千瓦时，占总发电量比重为39.7%，比2013年提高了15pct。

图表20: 我国风电累计装机及 yoy (单位: 万千瓦)



资料来源: Wind, 国盛证券研究所

图表21: 我国太阳能发电累计装机及 yoy (单位: 万千瓦)



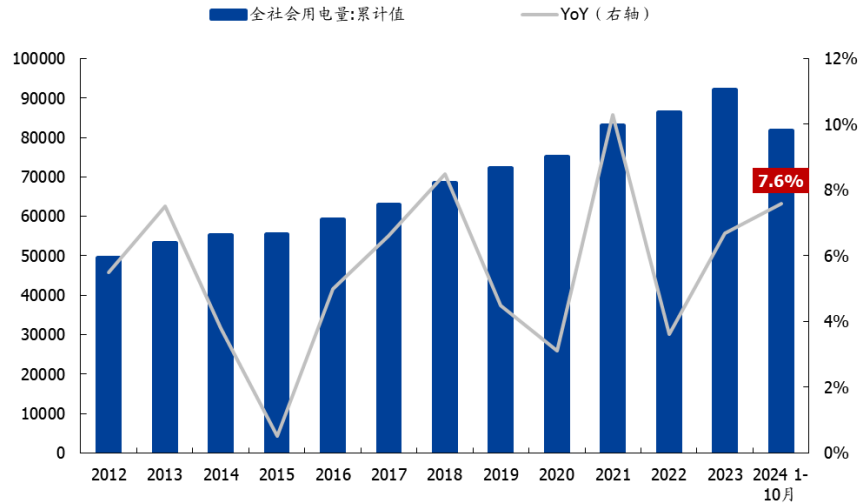
资料来源: Wind, 国盛证券研究所

1.2 2025 全年用电量预计增速 5.8%

2024 年全年用电增速预计 7%，电力消费弹性系数预计达 1.4。根据国家能源局数据，2024 年 1~10 月，全社会用电量累计 81836 亿千瓦时，同比增长 7.6%，比上年同期提高 1.6pct。总体来看，用电量与 GDP 增速呈正相关，变化趋势总体应一致，但近年来用电量增速高于 GDP 增速，电力消费弹性系数逐年增长，今年预计到达 1.4，我们认为主要原因还系用电量与 GDP 的结构性差异。

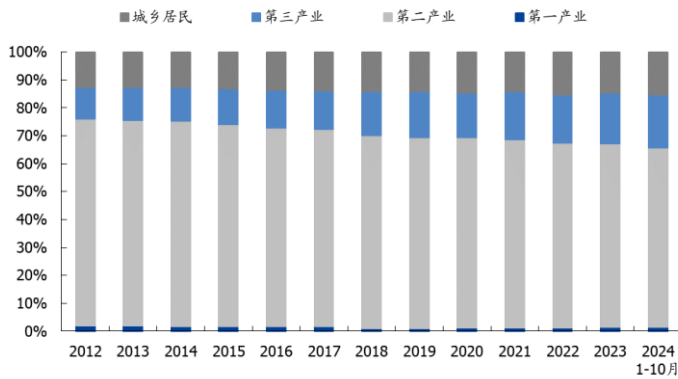
用电量结构有两个明显特点：一是二产用电量占比显著突出，虽然逐年占比下降，但仍有近 70%，高技术装备制造业用电高增拉动二产用电；二是三产和居民用电占比提升较快，且增速保持高增长。前三季度第二产业用电量同比增长 5.9%，增速比上年同期提高 0.5pct，对全社会用电量增长的贡献率为 48.9%。而二产用电增速主要系高技术及装备制造业用电量拉动，前三季度高技术及装备制造业同比增长 11.4%，较上年增长 1.3pct，高于同期制造业平均增长水平 5.6pct。其中，电气机械和器材制造业同比增长 19.1%、计算机/通信和其他电子设备制造业同比增长 14.4%、仪器仪表制造业同比增长 11.6%、汽车制造业同比增长 11.1%，增速都在 10% 以上。前三季度第三产业用电量同比增长 11.2%，增速比上年同期提高 1.1pct，对全社会用电量增长的贡献率为 25.9%。

图表22: 全社会用电量及同比变化 (单位: 亿千瓦时)



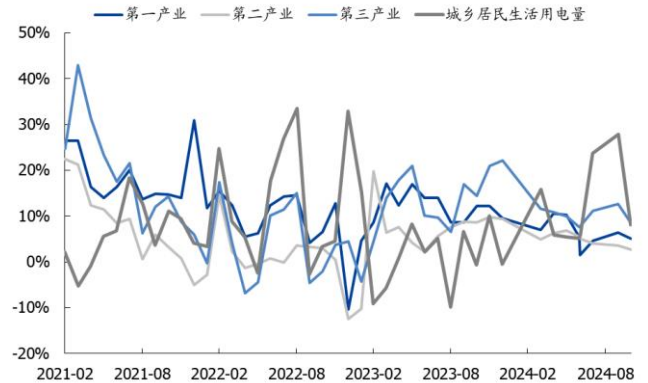
资料来源: iFind, 国盛证券研究所

图表23: 各产业累计用电量占比变化



资料来源: iFind, 国盛证券研究所

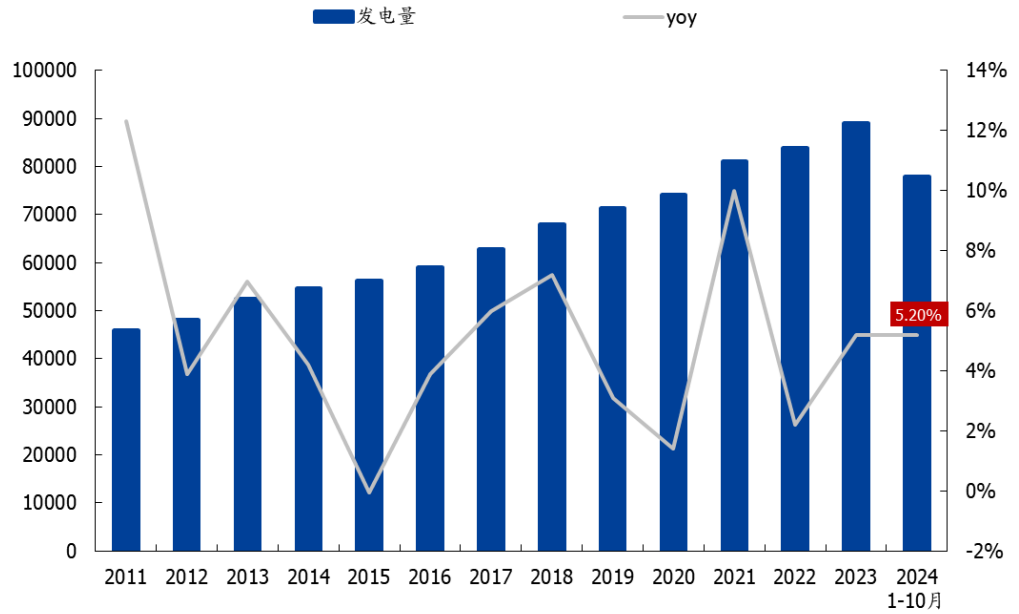
图表24: 各产业用电量当月同比增速



资料来源: iFind, 国盛证券研究所

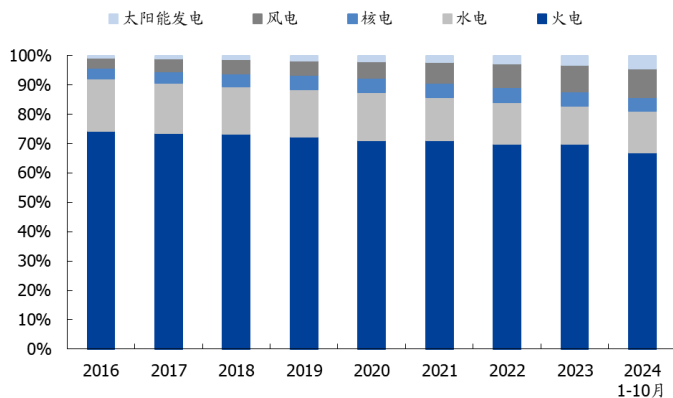
从发电来看, 2024年1-10月火电、核电发电稳定增长, 风光发电量高增, 水电整体发电增长显著。1—10月份, 发电78027.20亿千瓦时, 同比增长5.2%; 火电累计发电量52231亿千瓦时, 同比增长1.9%; 水电累计发电11101亿千瓦时, 同比增长12.2%; 太阳能发电3472亿千瓦时, 同比增长27.1%; 风电发电7581亿千瓦时, 同比增长13.1%; 核电发电3643亿千瓦时, 同比增长1.5%。

图表25: 累计发电量及同比增速 (单位: 亿千瓦时)



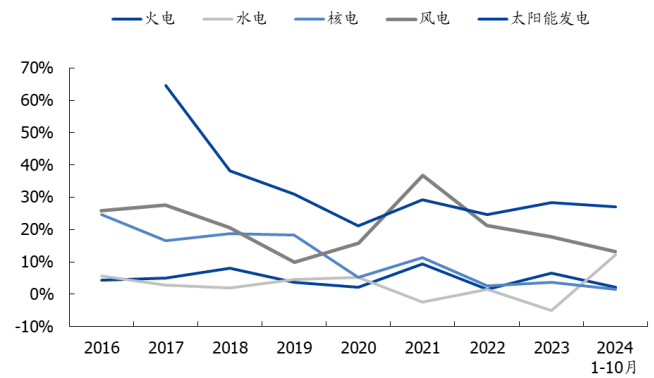
资料来源: iFinD, 国家统计局, 国盛证券研究所

图表26: 各电源发电量占比变化



资料来源: iFinD, 国盛证券研究所

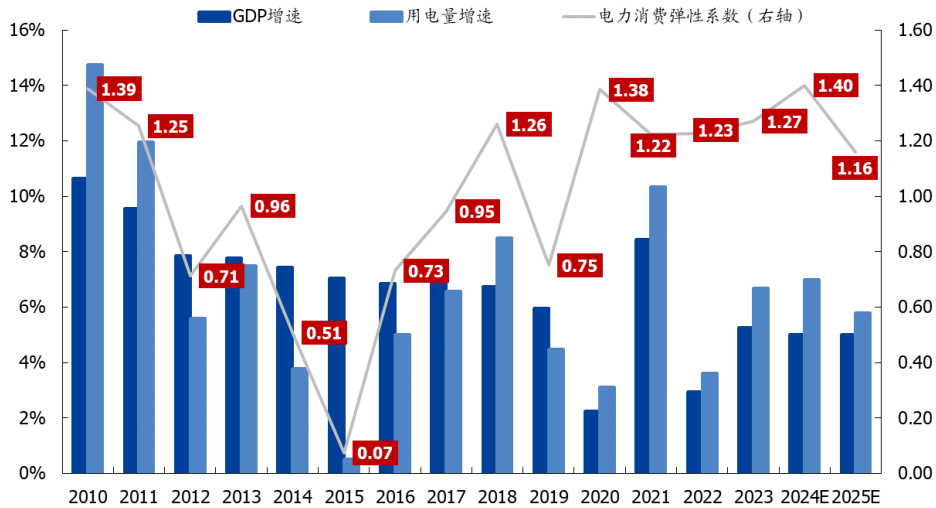
图表27: 各类型电源发电同比增速



资料来源: iFinD, 国盛证券研究所

预计 2025 年全社会用电量增速达 5.8%，电力消费弹性系数 1.16。2024 年，我国经济呈先升后降再反弹的“N”字型走势，全年 GDP 有望实现 5%；2025 年预计政策继续加码、推动经济进一步修复，全年可能继续“保 5%”。在夏季高温因素拉动下，前三季度电力消费增速超过预期。四季度，国家陆续出台一揽子增量政策促进经济社会发展，预计国民经济保持总体平稳、稳中有进发展态势，有助于促进电力消费增长。考虑到气象部门预计今年四季度全国大部地区气温较常年同期偏高，以及 2023 年四季度基数较高等因素，预计 2024 年全年全社会用电量同比增长 7%。叠加 2024 年 GDP 增速 5% 的预期，测算 2024 年电力消费弹性系数为 1.4。假设 2025 年 GDP 目标定在 5%，预计全年用电量增速为 5.8%，对应电力消费弹性系数 1.16。

图表28: 电力消费弹性系数变化情况



资料来源: Wind, 国盛证券研究所
注: 2024-2025 年为国盛证券研究所测算。

整体来看, 预计 2025 年全年用电增速 5.8%左右。预计火/水/核/风/光 2025 年新增装机 80/15/3.6/99/210GW, 利用小时数分别变动至 4317/3400/7670/2180/1186 小时, 预计火电增速或保持在 2%左右, 具体幅度主要取决于实际用电增速和水电增速。

图表29: 电力平衡表

	2016年	2017年	2018年	2019年	2020年	2021年	2022年	2023年	2024年E	2025年E	2026年E	2027年E
电量数据 (单位: 亿千瓦时)												
用电量 (全社会)	59,187	63,077	68,449	72,852	75,110	83,128	86,372	92,241	98,698	104,422	110,166	115,674
yoy	5.0%	6.6%	8.5%	4.5%	3.1%	10.3%	3.6%	6.7%	7.0%	5.8%	5.5%	5.0%
发电量 (统计公报-全口径)	61,425	64,951	71,118	75,034	77,791	85,343	88,487	94,564	101,184	107,053	112,940	118,587
yoy	5.6%	5.9%	7.7%	4.7%	3.7%	9.7%	3.7%	6.9%	7.0%	5.8%	5.5%	5.0%
——火电	44,371	46,627	50,739	52,202	53,303	58,058	58,888	62,657	63,505	64,772	65,321	65,690
yoy	3.6%	5.1%	6.7%	2.4%	2.1%	8.9%	1.4%	6.4%	1.4%	2.0%	0.8%	0.6%
——水电	11,934	11,898	12,342	13,044	13,552	13,390	13,522	12,859	14,754	14,672	15,629	16,154
yoy	5.6%	0.5%	3.0%	5.9%	3.9%	-1.2%	1.0%	-4.9%	14.7%	-0.6%	6.5%	3.4%
——核电	2,133	2,481	2,944	3,484	3,663	4,075	4,178	4,347	4,518	4,810	5,102	5,408
yoy	24.9%	16.3%	18.7%	18.3%	5.1%	11.3%	2.5%	4.1%	3.9%	6.5%	6.1%	6.0%
——风电+太阳能 (倒推)	2,988	3,945	5,093	6,305	7,274	9,820	11,893	14,700	18,407	22,799	26,889	31,335
yoy		32.0%	29.1%	23.8%	15.4%	35.0%	21.1%	23.6%	25.2%	23.9%	17.9%	16.5%
装机数据 (单位: 万千瓦)												
总装机容量	164,575	177,703	189,967	201,066	220,058	237,692	256,405	281,000	333,260	374,020	412,920	448,320
——新增		13,128	12,264	11,099	18,992	17,634	18,713	24,595	52,260	40,760	38,900	35,400
——火电	105,388	110,604	114,367	119,055	124,517	129,678	133,239	139,032	146,032	154,032	162,032	167,032
——新增		5,216	3,763	4,688	5,462	5,161	3,561	5,793	7,000	8,000	8,000	5,000
——水电	33,211	34,119	35,226	35,640	37,016	39,092	41,350	42,154	43,154	44,654	46,154	47,154
——新增		908	1,107	414	1,376	2,076	2,258	804	1,000	1,500	1,500	1,000
——核电	3,364	3,582	4,466	4,874	4,989	5,326	5,553	5,691	6,091	6,451	6,851	7,251
——新增		218	884	408	115	337	227	138	400	360	400	400
——并网风电	14,864	16,367	18,426	21,005	28,153	32,848	36,544	44,134	53,034	62,934	73,934	84,934
——新增		1,503	2,059	2,579	7,148	4,695	3,696	7,590	8,900	9,900	11,000	11,000
——并网太阳能	7,742	13,025	17,463	20,468	25,343	30,656	39,261	60,949	84,949	105,949	123,949	141,949
——新增		5,283	4,438	3,005	4,875	5,313	8,605	21,688	24,000	21,000	18,000	18,000
风&光发电量占比	4.9%	6.1%	7.2%	8.4%	9.4%	11.5%	13.4%	15.5%	18.2%	21.3%	23.8%	26.4%
非化石能源发电量占比	27.8%	28.2%	28.7%	30.4%	31.5%	32.0%	33.4%	33.7%	37.2%	39.5%	42.2%	44.6%

资料来源: 统计公报, 中电联, 国盛证券研究所

2. 电改持续深化，又掀并购浪潮

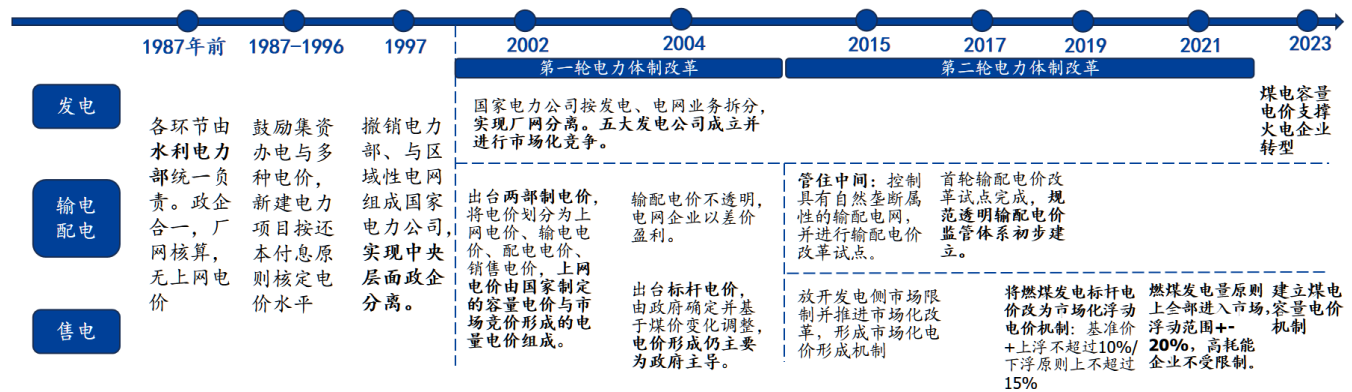
2.1 展望 2025 年电改：“市场化”与“消纳”并重

当前持续进行的电改，实际上是 2015 年这一轮电改的延伸，但面临“双碳”和“缺电”多重复杂新背景，在发展的过程中有了更深刻和创新的变革，更突出“市场化”核心。一是全面推进电力市场化，完整的电力市场包括电能市场、辅助服务市场和容量市场，在电能市场方面，现货市场和分时电价的推行是政策值得关注的亮点，将逐渐挖掘电价的价格信号价值。

二是要兼顾双碳目标下新型电力系统建设中新能源比例提升带来的矛盾，因此不同电源面临不同的转型路径，新能源将作为电量主体发展，火电将转型为灵活性调节资源，有需要在充分发挥市场竞争的基础上，保障各类电源的合理化收益，因此容量电价和绿电交易的发展尤为关键。

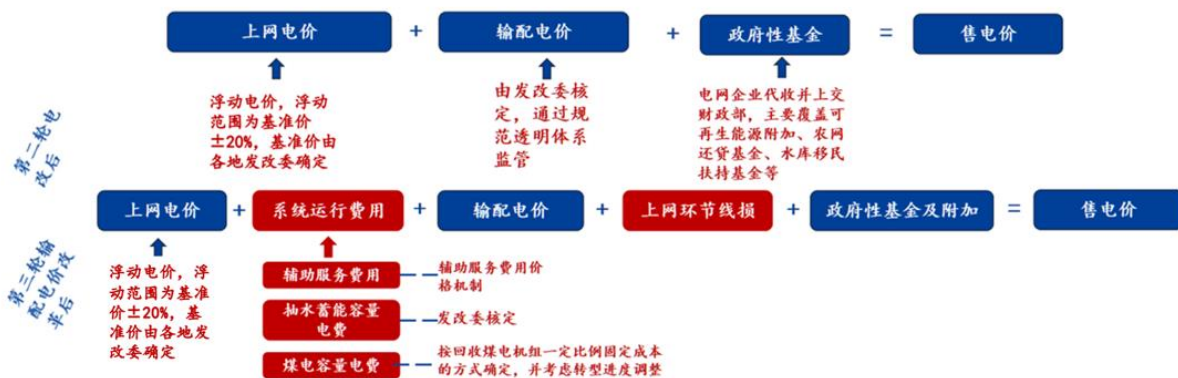
三是成本传导机制的理顺。我国有我国个性的发展阶段和国情，在借鉴西方电力市场建设经验中，成本传导更多需要考量本国实际情况。

图表30: 我国电力体制历史概览



资料来源：国家发改委，北极星电力网，国际电力网，国盛证券研究所

图表31: 第二轮电改后与第三轮输配电价改革后电价形成机制梳理对比（工商业用）



资料来源：国盛证券研究所绘制

2.2 国企改革持续深化，电力企业有望加速重组

央国企电力公司掀起重组热潮，优质资源整合有助估值修复。国有企业改革进入深化提升阶段，并购重组随着新“国九条”、“并购六条”等上市公司并购重组新政的出台，资本市场迎来新的并购重组浪潮，并购重组市场进入活跃期，为国有企业改革带来新的契机，央国企日渐成为并购重组的主力军。2024年9月24日，证监会发布《关于深化上市公司并购重组市场改革的意见》。9月30日，电投产融和远达环保发布重大资产重组公告，两家公司都隶属于国家电力投资集团，将分别就国家电力投资集团的核电与水电资产进行资产重组。10月22日，龙源电力发布公告将现金收购控股股东国家能源集团体内部分新能源资产。当下，多项政策要求进一步提高上市公司质量，支持上市公司通过并购重组提升投资价值，国电投打响电力企业重组信号枪，建议关注电力企业资产重组机会。

图表32: 并购重组政策整理

日期	政策	并购重组相关内容
2024.2.5	证监会召开支持上市公司并购重组座谈会	持续推动并购重组市场化改革，激发市场活力，去年以来，在“双创”板块试点基础上全面实行重组注册制，延长发股类重组财务资料有效期，出台定向可转债重组规则，进一步优化重组政策环境。
2024.4.19	《资本市场服务科技企业高水平发展的十六项措施》	1, 建立融资“绿色通道”。 2, 支持科技型企业股权融资。 3, 加强债券市场的精准支持。 4, 完善支持科技创新的配套制度。加大金融产品创新力度，督促证券公司提升服务科技创新能力。践行“开门搞审核”理念，优化科技型企业服务机制。
2024.6.19	《关于深化科创板改革 服务科技创新和新质生产力发展的八条措施》	支持科创板上市公司开展产业链上下游的并购整合，提升产业协同效应。适当提高科创板上市公司并购重组估值包容性，鼓励综合运用股份、现金、定向可转债等方式实施并购重组，开展股份对价分期支付研究。
2024.9.24	上市公司监管指引第10号——市值管理（征求意见稿）	上市公司应当聚焦主业，提升经营效率和盈利能力，同时可以结合自身情况，综合运用下列方式提升上市公司投资价值： （一）并购重组；（二）股权激励、员工持股计划；（三）现金分红；（四）投资者关系管理；（五）信息披露；（六）股份回购；（七）其他合法合规的方式。
2024.9.24	《中国证监会关于深化上市公司并购重组市场改革的意见》	1, 助力新质生产力发展。2, 加大产业整合支持力度。3, 提升监管包容度。4, 提高支付灵活性和审核效率。5, 提升中介机构服务水平。6, 依法加强监管。

资料来源：中国证监会，国盛证券研究所

对此，我们将重点电力企业电力资产梳理如下：

➤ 国家能源集团

图表33: 国家能源集团及其上市平台电力资产梳理

主体	装机容量 (万千瓦)					
	总计	火电	水电	风电	光伏	其他
国家能源集团	32400	20900	1867	6078	9623	
中国神华	4463.4	4411.4	12.5	-	39.5	-
国电电力	10557.97	7279.4	1495.06	929.33	854.18	-
龙源电力	3559.37	187.5	-	2775.44	596.43	
长源电力	1049.47	831	58.55	26.4	131.36	2.16
其他	12769.79	8190.7	300.89	2346.83	7999.37	

资料来源: 公司公告, 国家能源集团 2023 年可持续发展报告, 国盛证券研究所 (数据截至 2023.12.31)

➤ 华电集团

图表34: 华电集团及其上市平台电力资产梳理

主体	装机容量 (万千瓦)					
	总计	火电	水电	风电	光伏	其他
中国华电集团	21431	12709	3093		5630	
华电国际	5845	5598.5	245.9	-	-	-
华电能源	641.2	641.2	-	-	-	-
黔源电力	402.77	-	323.35	-	79.42	-
金山股份	267.75	220	-	-	-	47.75
其他	14274.28	6249.3	2523.75	5502.83		

资料来源: 公司公告, 中国华电集团有限公司 2024 年度跟踪评级报告, 国盛证券研究所 (数据截至 2023.12.31)

➤ 国家电力投资集团

图表35: 国家电力投资集团及其上市平台电力资产梳理

主体	装机容量 (万千瓦)					
	总	火电	水电	风电	光伏	其他
国家电力投资集团	23746	8265	2552	5089	7840 (核电 921.27 万千瓦)	
中国电力	4501.9	1108.0	595.1	1201.6	1514.9	82.2
上海电力	2244.5	1346.8	-	386.6	511.1	-
吉电股份	1342.1	330		1012.1		
电投能源	575.2	120	-	455.2	-	-
电投产融	228.24	66	-	113.15	49.09	-
其他	14854.06	5294.18		9559.86		

资料来源: 公司公告, 国家电力投资集团有限公司 2024 年度跟踪评级报告, 国盛证券研究所 (数据截至 2023.12.31)

➤ **大唐集团**

图表36: 大唐集团及其上市平台电力资产梳理

主体	装机容量 (万千瓦)					
	总计	火电	水电	风电	光伏	其他
中国大唐集团	18074	10673	2773	3074	1554	
大唐发电	7329.1	5225.6	920.5	746.4	436.6	-
华银电力	652.3	482	14	53.95	102.35	-
桂冠电力	1302.16	133	1023.54	79.17	66.45	-
大唐新能源	1541.9	-	-	1298.1	243.8	-
大唐环境	1.21	-	-	-	1.21	-
其他	7247.33	4832.4	814.96	896.38	703.59	

资料来源: 公司公告, 中国大唐集团有限公司主体与相关债项 2024 年度跟踪评级报告, 国盛证券研究所 (数据截至 2023.12.31)

➤ **福建省投资开发集团**

图表37: 福建省投资开发集团及其上市平台电力资产梳理

主体	装机容量 (万千瓦)					
	总计	火电	水电	风电	光伏	其他
福建省投资开发集团	653.68	120	291.55	121.53	120.6	
中闽能源	95.73	-	-	90.73	2	3
其他	557.95	120	291.55	30.8	115.6	

资料来源: 公司公告, 福建省投资开发集团有限公司 2024 年度跟踪评级报告, 国盛证券研究所 (福建省投资开发集团数据截至 2024 年 3 月末, 中闽能源数据截至 2023.12.31)

➤ **广西投资集团**

图表38: 广西投资集团及其上市平台电力资产梳理

主体	装机容量 (万千瓦)					
	总	火电	水电	风电	光伏	核电
广西投资集团	3312.83	398	86.83			
广西能源	170.61	70	85.86	12.75	2	
其他	3142.22	328	0.97			

资料来源: 公司公告, 广西投资集团有限公司 2024 年度跟踪评级报告, 国盛证券研究所 (广西投资集团数据截至 2024.3.30, 广西能源数据截至 2024.3.27)

➤ **淮河能源控股集团有限责任公司**

图表39: 淮河能源控股集团有限责任公司及其电力上市公司资产梳理

主体	煤电装机 (单位: 万千瓦时)
淮河能源控股集团有限责任公司	4858
淮河能源	351

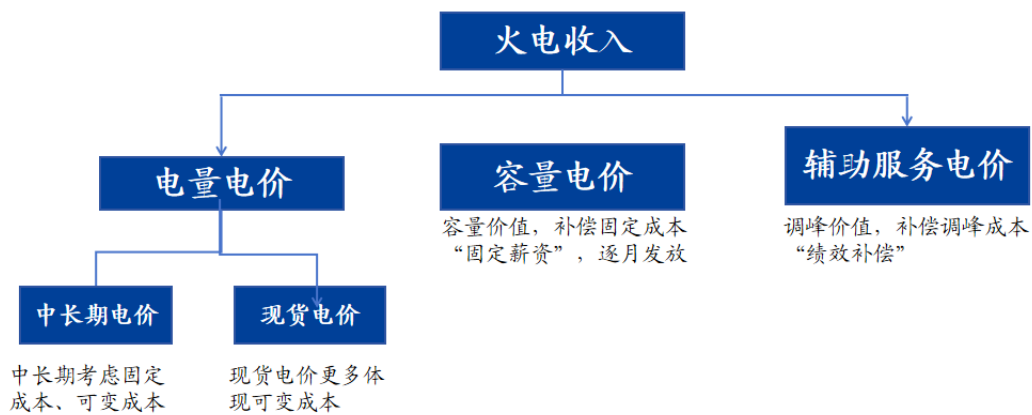
资料来源: 公司公告, 公司官网, 国盛证券研究所 (淮河能源控股集团数据截至 2024.10.15, 淮河能源数据截至 2024 年上半年末)

3. 火电：坚持长期主义，迈向公用事业化的平衡

3.1 盈利模式转变，公用事业化进程加快

火电收入由单一电量电价转变为电量+容量+辅助，盈利稳定性提升。2024 年 4 月，国家发改委发布《电力市场运行基本规则》，完整的电力市场包括电能量市场、辅助服务市场和容量市场。2023 年 11 月，国家发改委、国家能源局发布《关于建立煤电容量电价机制的通知》，正式建立煤电容量电价机制。煤电机组通过容量电价回收固定成本，容量补偿成本向用户侧疏导。我国火电企业收入构成发生转变，由单一电量电价收入转变为“电量电价+容量电价+辅助服务”收入组成，其中，容量电价弥补固定成本，电量电价弥补可变成本，辅助服务提供额外收益。

图表 40: 火电收入由单一电量电价转变为电量+容量+辅助

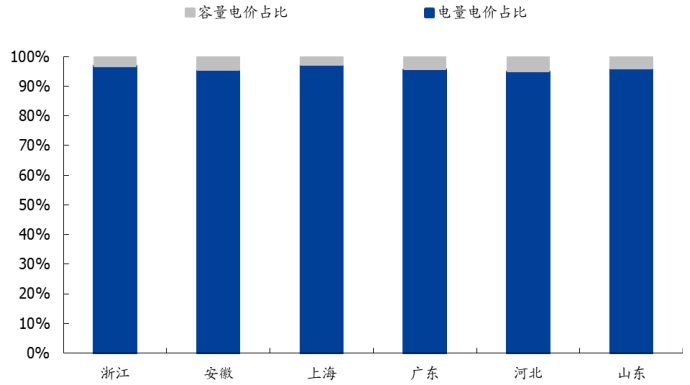
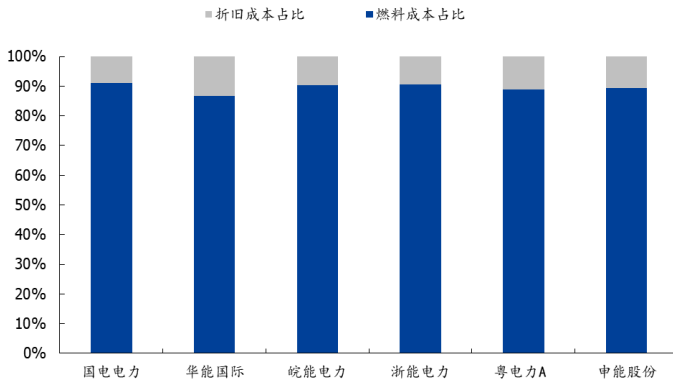


资料来源：国盛证券研究所绘制

容量电价具备提升空间，覆盖固定成本比例确定性提升。考虑到煤价成本下行，火电电量电价亦有下降风险，容量电价适时出台有望及时保障火电机组盈利，短期来看综合电价水平有望企稳，既满足发电侧盈利需求，同时亦不对用户侧造成过大压力和阻力。2023 年，国电电力、华能国际、皖能电力、浙能电力、粤电力 A、申能股份煤电业务板块折旧成本占燃料成本和折旧成本之和的 11% 左右。2024 年上半年，浙江、安徽、上海、广东、河北、山东六个重点用电省市自治区容量电价平均占比 3.9%。当前，容量电价还暂时难以完全覆盖固定成本。但是随着 2026 年我国容量电价收入确定性提升，火电将进一步回收固定成本。

图表41: 行业重点上市公司折旧成本、燃料成本占比情况

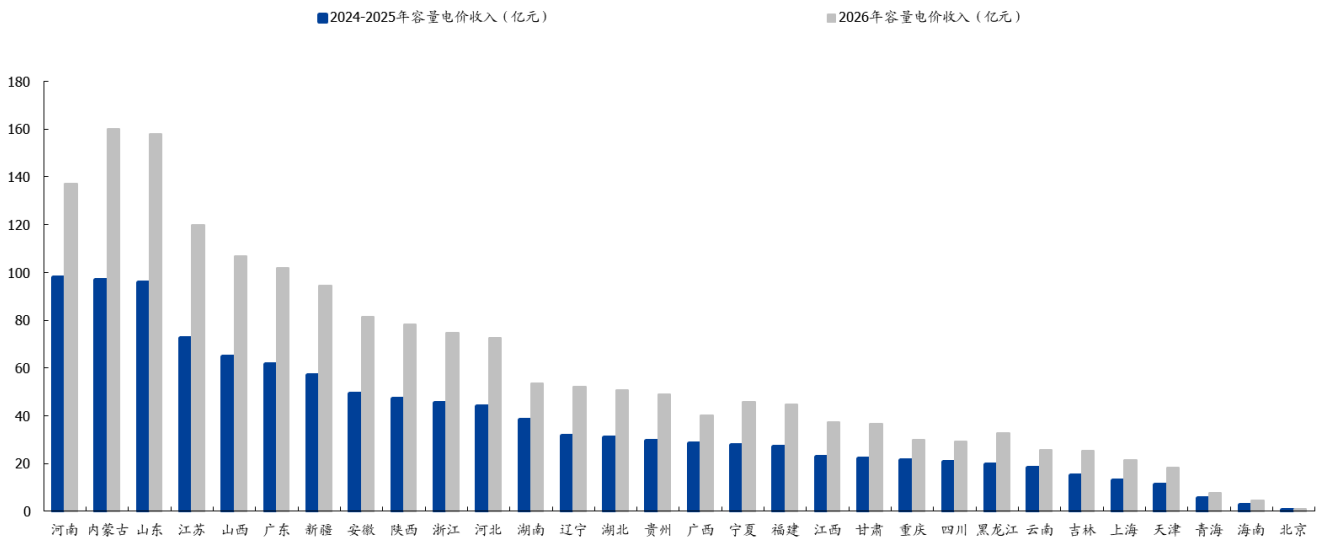
图表42: 重点省(市)容量电价、电量电价占比情况



资料来源: 各公司公告/年报, 国盛证券研究所

资料来源: 各省(市)电网数据, 国盛证券研究所

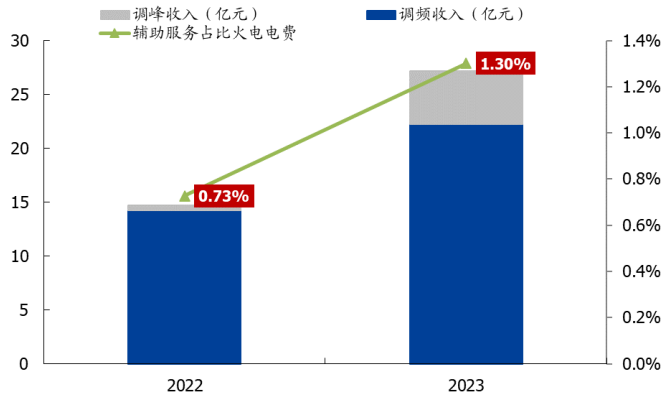
图表43: 预测 2024-2025、2026 各省市自治区容量电价收入情况



资料来源: 电查查, 北极星电力网, 国盛证券研究所

电力辅助服务市场规模不断扩大。随着新型电力系统对于灵活调节能力要求的提高, 煤电转型发展速度不断加快。截至 2022 年底, 我国电力辅助服务已实现 6 大区域、33 个省区电网全覆盖。2022 年, 我国煤电电力辅助服务达 320 亿元; 2023 年上半年, 电力辅助服务收入达 278 亿元, 而 2019 年上半年电力辅助服务补偿费用仅 130 亿元。从结构来看, 2023 年上半年, 我国电力市场调峰补偿 167 亿元, 调频补偿 54 亿元, 备用补偿 45 亿元, 分别占总辅助服务收入的 60.0%、19.4%、16.2%。

图表44: 华能国际辅助服务收入占比

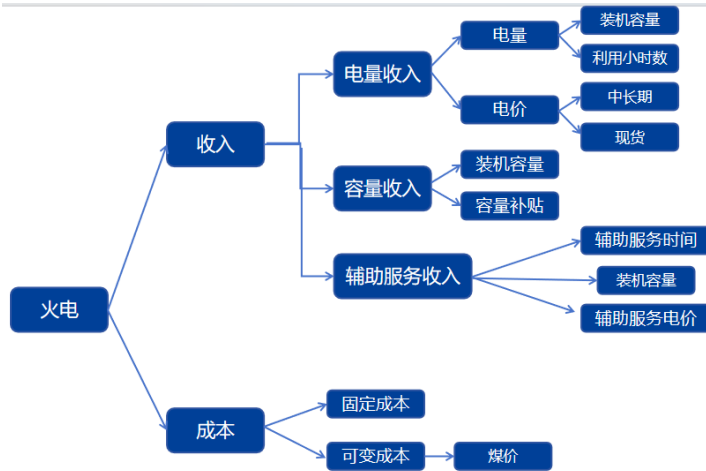


资料来源: 华能国际公司公告, 国盛证券研究所

3.2 寻找估值修复中的α价值

煤价回落&长协煤弱化成本波动, 成本压力整体缓解, 量&价分化更凸显。影响火电最主要的三个因素分别是成本(煤价)、收入(电价)和电量(利用小时数)。

图表45: 火电利润模型



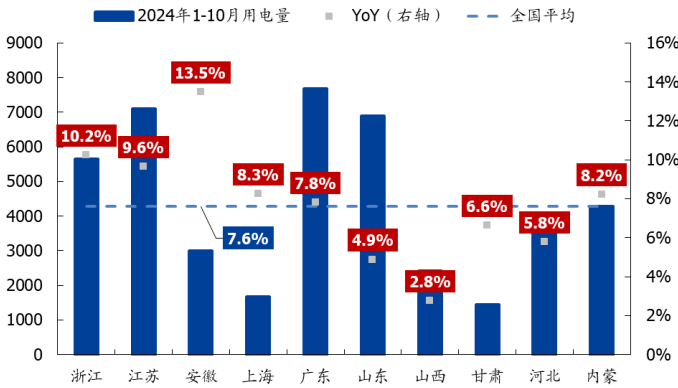
资料来源: 国盛证券研究所绘制

3.2.1 长期视角α: 供需格局是基础, 量价具备更强支撑, 区域占优。

当前, 煤价逐步回落至相对合理区间, 过去三年(2022/2023/2024至今(12.20))北港5500K动煤均价分别为1280/946/864元/吨, 长协煤履约情况较之前有明显改善。长期来看, 火电行业成本压力整体缓解, 在火电“低增速”新时代, 区域电量与电价的分化将进一步凸显。

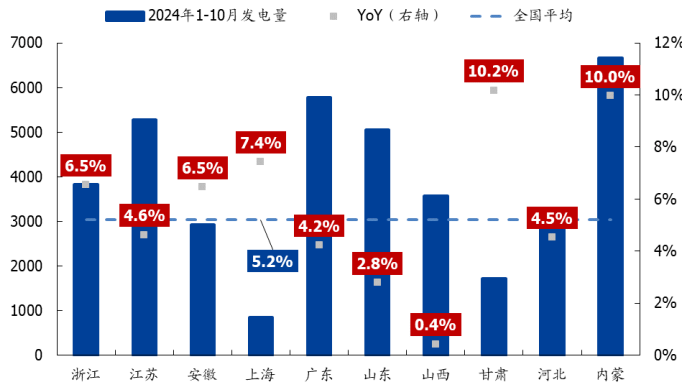
电量方面，区域分化加剧凸显，用电增速支撑电量。2024年1-10月全国用电量累计增速7.6%，各省、自治区及直辖市用电增速排名前十的分别是西藏自治区（14.72%）、安徽（13.47%）、重庆（11.91%）、新疆维吾尔自治区（11.37%）、云南（10.95%）、浙江（10.23%）、湖北（9.91%）、江苏（9.64%）、四川（8.97%）、江西（8.63%）。其中安徽、浙江、江苏为代表的长三角省份用电需求依然非常突出，增速明显超越全国增速，安徽增速尤为突出。就电力最大负荷而言，2023年江苏省达到1.32亿千瓦，浙江省约为1.15亿千瓦，两省之和约占全国最大负荷的18%，高峰时期用电需求旺盛。供给方面，2024年1-10月重点区域发电量同比增速分别为安徽6.5%、浙江6.5%、江苏4.6%，上海7.4%。

图表46: 重点区域1-10月用电量(亿千瓦时)及用电增速(%)



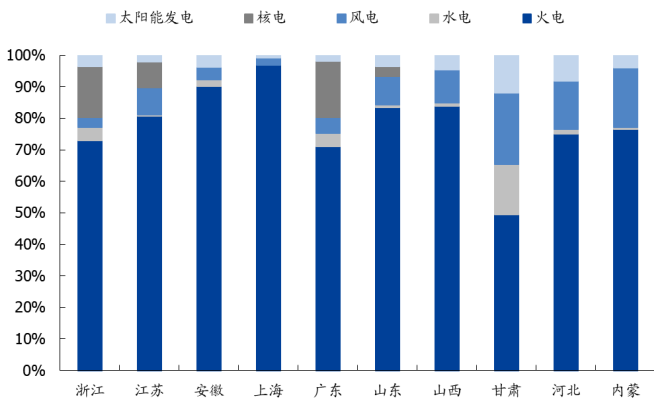
资料来源: Wind, iFinD, 国盛证券研究所

图表47: 重点区域1-10月发电量(亿千瓦时)及发电增速(%)



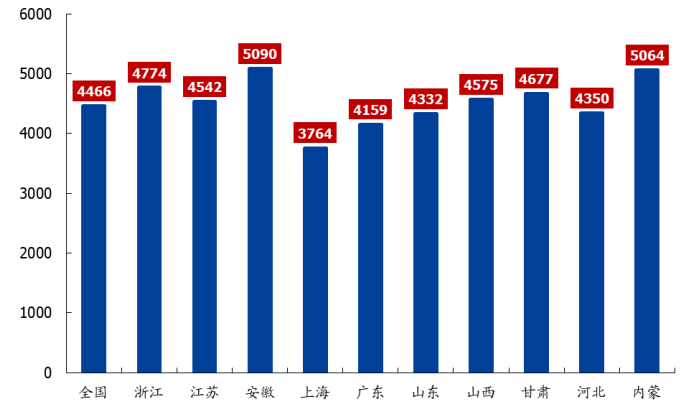
资料来源: Wind, iFinD, 国盛证券研究所

图表48: 重点区域2024年1-10月发电总量结构



资料来源: iFinD, 国盛证券研究所

图表49: 2023年全国与重点省份火电利用小时数情况(小时)



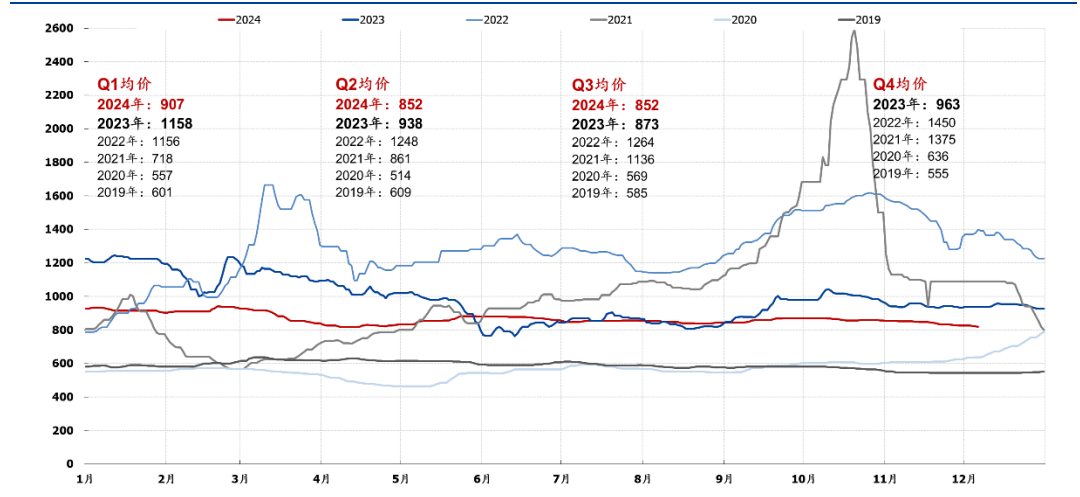
资料来源: Wind, iFinD, 国盛证券研究所

电价视角更具复杂性，供需仍为根本，叠加多重外因扰动。随着电改深化推进，电力市场化进程加速，明确2029年全面建成全国统一电力市场目标，电价将作为价格信号越来越直接反映电力商品价值，电力供需是这一价值的根本因素。但除此外，政策、经济、技术等多重因素也将影响电价。

3.2.2 短期视角 α : 电价前置, 煤价下跌, 优选弹性标的, 抵御电价风险

电价前置, 煤价下跌, 弹性标的更易抵御电价风险。市场对于电价预期已经相对充分, 2025年长协电价即将落地, 区域电价风险也已基本出清。截至12.20, 北港5500k动力煤市场价跌至777元/吨, 已跌至年内最低价。今年Q4截至12.20北港5500K动煤均价842元/吨, 同比下跌128元/吨; 全年至12.20均价864元/吨, 同比去年全年均价下跌82元/吨。今冬气温偏暖影响电煤需求, 同时国内产量保持高位, 进口煤相对充足, 供需格局偏松, 煤价旺季不旺, 跌破此前800支撑线。煤价超预期下跌, 电价前置下火电弹性释放, 有望迎来一波行情。

图表50: 动力煤港口价格(元/吨)



资料来源: CCTD, 国盛证券研究所

我们假设, 100万千瓦火电机组平均上网电价0.46元/千瓦时, 单位煤耗300克/千瓦时, 平均利用小时数5000小时, 5500K长协煤价762元/吨, 市场煤价格860元/吨, 则在此情况下度电净利润为0.018元。年底各省组织签订2025年中长期电力交易合同, 目前预计全国范围电价平均降幅2分左右。

- ✓ 若按照假设条件平均50%长协, 对应市场煤价降幅105元/吨左右, 能维持同样度电利润水平。
- ✓ 若按照假设条件平均30%长协, 对应市场煤价降幅75元/吨左右, 能维持同样度电利润水平。

截至12.20, 北港5500K煤价已经降至777元/吨, 且淡季未至降价仍在下行通道, 火电利润具备成本支撑空间。且电价降幅一定情况下, 长协煤比例较低的标的, 在煤价下行周期具备更强弹性。

图表51: 长协煤比例为50%时火电利润敏感性分析

项目	单位	电价变化 (元/千瓦时)	煤价变化 (上涨幅度, 5500K, 元/吨)												
			-150	-120	-90	-60	-30	0	30	60	90	120			
平均上网电价 (元/千瓦时)	0.46														
机组装机容量 (万千瓦)	100														
平均利用小时数	5000														
机组发电量 (万千瓦时)	500000	-0.04	0.0079	0.0029	-0.0022	-0.0073	-0.0123	-0.0174	-0.0225	-0.0275	-0.0326	-0.0377			
单位煤耗 (标煤7000K, 克/千瓦时)	300	-0.03	0.0168	0.0117	0.0067	0.0016	-0.0035	-0.0085	-0.0136	-0.0187	-0.0238	-0.0288			
单位燃料成本 (元/千瓦时)	0.3097	-0.02	0.0256	0.0206	0.0155	0.0104	0.0054	0.0003	-0.0048	-0.0098	-0.0148	-0.0198			
其他度电成本 (元/千瓦时)	0.1	-0.01	0.0345	0.0294	0.0244	0.0193	0.0142	0.0092	0.0041	-0.0010	-0.0060	-0.0110			
长协比例	50%	0	0.0433	0.0383	0.0332	0.0281	0.0231	0.0180	0.0129	0.0079	0.0032	-0.0023			
长协煤价 (5500k) (元/吨)	762	0.01	0.0522	0.0471	0.0421	0.0370	0.0319	0.0269	0.0218	0.0167	0.0117	0.0066			
市场煤价 (5500k) (元/吨)	860	0.02	0.0610	0.0560	0.0509	0.0458	0.0408	0.0357	0.0306	0.0256	0.0206	0.0154			
火电度电净利润 (元/千瓦时)	0.0180	0.03	0.0699	0.0648	0.0598	0.0547	0.0496	0.0446	0.0395	0.0344	0.0294	0.0243			
火电净利润 (百万)	90.02	0.04	0.0787	0.0737	0.0686	0.0635	0.0585	0.0534	0.0483	0.0433	0.0382	0.0331			

资料来源: 国盛证券研究所测算

图表52: 长协煤比例为30%时火电利润敏感性分析

项目	单位	电价变化 (元/千瓦时)	煤价变化 (上涨幅度, 5500K, 元/吨)												
			-150	-120	-90	-60	-30	0	30	60	90	120			
平均上网电价 (元/千瓦时)	0.46														
机组装机容量 (万千瓦)	100														
平均利用小时数	5000														
机组发电量 (万千瓦时)	500000	-0.04	0.0115	0.0044	-0.0027	-0.0098	-0.0169	-0.0240	-0.0311	-0.0382	-0.0453	-0.0524			
单位煤耗 (标煤7000K, 克/千瓦时)	300	-0.03	0.0203	0.0132	0.0061	-0.0010	-0.0081	-0.0152	-0.0223	-0.0294	-0.0365	-0.0435			
单位燃料成本 (元/千瓦时)	0.3171	-0.02	0.0292	0.0221	0.0150	0.0079	0.0008	-0.0063	-0.0134	-0.0205	-0.0276	-0.0347			
其他度电成本 (元/千瓦时)	0.1	-0.01	0.0380	0.0309	0.0238	0.0167	0.0096	0.0025	-0.0046	-0.0117	-0.0188	-0.0259			
长协比例	30%	0	0.0469	0.0398	0.0327	0.0256	0.0185	0.0114	0.0043	-0.0028	-0.0102	-0.0176			
长协煤价 (5500k) (元/吨)	762	0.01	0.0557	0.0486	0.0415	0.0344	0.0273	0.0202	0.0131	0.0060	-0.0012	-0.0082			
市场煤价 (5500k) (元/吨)	860	0.02	0.0646	0.0575	0.0504	0.0433	0.0362	0.0291	0.0220	0.0149	0.0078	0.0007			
火电度电净利润 (元/千瓦时)	0.0114	0.03	0.0734	0.0663	0.0592	0.0521	0.0450	0.0379	0.0308	0.0237	0.0166	0.0095			
火电净利润 (百万)	56.91	0.04	0.0823	0.0752	0.0681	0.0610	0.0539	0.0468	0.0397	0.0326	0.0255	0.0184			

资料来源: 国盛证券研究所测算

3.2.3 产业链延伸: 关注低碳化改造的相关机会

火电机组低碳转型国家发展改革委、国家能源局联合印发《煤电低碳化改造建设行动方案(2024—2027年)》(以下简称《行动方案》)。《行动方案》提出,到2025年,首批煤电低碳化改造建设项目全部开工,转化应用一批煤电低碳发电技术;相关项目度电碳排放较2023年同类煤电机组平均碳排放水平降低20%左右;到2027年,相关项目度电碳排放较2023年同类煤电机组平均碳排放水平降低50%左右,接近天然气发电机组碳排放水平。

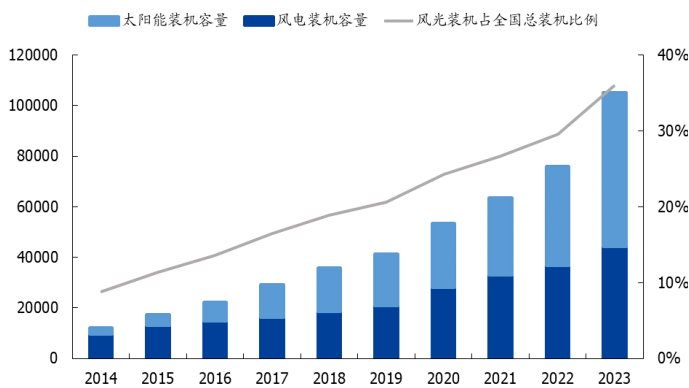
《行动方案》提出了3种改造建设方式:(1)生物质掺烧,充分利用农林废弃物、沙生植物、能源植物等生物质资源,实施煤电机组耦合生物质发电。(2)绿氨掺烧,利用风电、太阳能发电等可再生能源富余电力,通过电解水制绿氢并合成绿氨,实施燃煤机组掺烧绿氨发电。(3)碳捕集利用与封存,采用化学法、吸附法、膜法等技术分离捕集燃煤锅炉烟气中的二氧化碳,实施高效驱油、制备甲醇等资源利用,或因地制宜实施地质封存。

4. 绿电：左侧布局，好乘政策东风

4.1 多途径缓解消纳压力，缓冲量价风险释放

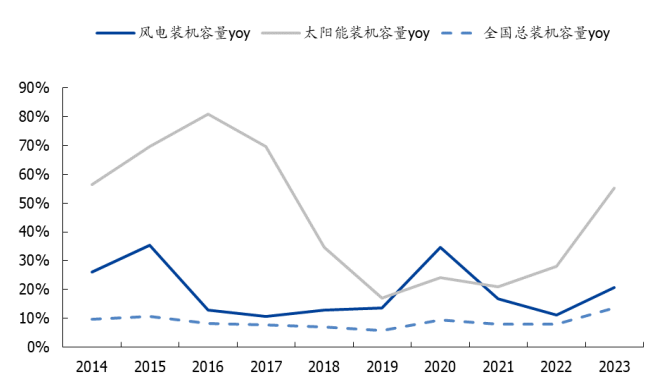
新能源核心矛盾在消纳，消纳引致量&价风险挫伤估值。2023 年光伏新增装机 217GW，风电新增装机 76GW，2024 年预计光伏新增装机 240GW，风电 89GW，新能源装机持续高增，消纳压力进一步加剧。市场对于新能源运营商的担忧主要在于未来电价和电量风险，而这两点都是从根本上由消纳矛盾引发。

图表53: 2014-2023 年我国风电、太阳能装机情况 (单位: 万千瓦)



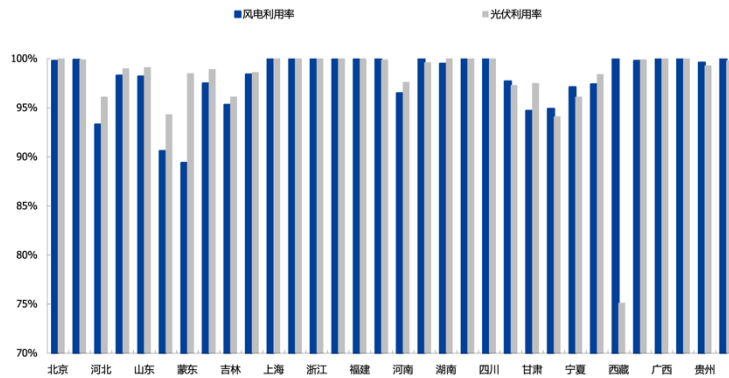
资料来源: iFinD, 国盛证券研究所

图表54: 2014-2023 年我国风电、太阳能装机增长率情况



资料来源: iFinD, 国盛证券研究所

图表55: 2024 年 1-10 月各省(市、自治区)风电、光伏利用率情况



资料来源: CCMSA 清洁供热分会, 国盛证券研究所

适应新能源装机快增，消纳红线放松缓释压力。国家能源局 5 月 28 日发布的《关于做好新能源消纳工作保障新能源高质量发展的通知》提出：部分资源条件较好的地区可适当放宽新能源利用率目标，原则上不低于 90%。从供给端来看，消纳目标红线的降低意味着能源消纳压力缓解，储能、消纳成本下降，促进新能源发电企业装机规模的进一步扩大。从需求端来看，伴随绿电、绿证市场的完善，新能源电力能量价值和环境价值需求增加，红线降低导致的产能释放将会被更广阔的市场所吸收。供需的良性循环将促进新能源市场扩容，优化我国的能源格局，助力“双碳”目标实现。

图表56: 我国新能源消纳政策历史进程

时间	政策	部门	要点
2018.12.4	清洁能源消纳行动计划（2018-2020 年）	国家发改委，国家能源局	2018 年：确保全国平均风电利用率高于 88%，弃风率低于 12%；光伏发电利用率高于 95%，弃光率低于 5%。2019 年：确保全国平均风电利用率高于 90%，弃风率低于 10%；光伏发电利用率高于 95%，弃光率低于 5%。2020 年：力争全国平均风电利用率利用率达到 95%，弃风率低于 5%；光伏发电利用率高于 95%，弃光率低于 5%
2019.5.10	关于建立健全可再生能源电力消纳保障机制的通知	国家发改委、国家能源局	消纳责任权重的测算综合考虑各省（自治区、直辖市）可再生能源资源、国家能源规划和年度计划、全国重大可再生能源基地建设情况和跨省跨区输电通道的资源配置能力等因素。各省级人民政府能源主管部门牵头负责本省级行政区域的消纳责任权重落实。
2021.5.21	关于 2021 年可再生能源电力消纳责任权重及有关事项的通知	国家发改委、国家能源局	各省在确保完成 2025 年消纳责任权重预期目标的前提下，当年未完成消纳责任权重的，可以将未完成的消纳责任权重累计到下一年度一并完成。各省可以根据各自经济发展需要、资源禀赋和消纳能力等，相互协商采取灵活有效的方式，共同完成消纳责任权重。
2021.9.7	绿色电力交易试点工作实施方案	国家发改委、国家能源局	提出了将消纳责任权重分解至电力用户和售电公司作为刚性约束的预期，以激励广大市场主体积极参与绿色电力交易。
2023.9.27	电力需求侧管理办法（2023 年版）	国家发改委	鼓励行业龙头企业、经济承受能力较强的地区逐步提升绿电消费比例。加强高耗能、高排放企业使用绿电的刚性约束，各地可根据实际情况制定高耗能、高排放企业电力消费中绿电最低占比。提升新型基础设施绿电消费水平，促进绿电就近消纳。
2024.1.27	关于加强绿色电力证书与节能降碳政策衔接大力促进非化石能源消费的通知	国家发改委	加强绿证交易与能耗双控、碳排放管理等政策有效衔接，研究完善绿证有效期，简化绿色电力消费认证流程，持续提高认证及时性和便利性。充分发挥绿证在可再生能源生产和消费核算方面的作用。
2024.3.18	2024 年能源工作指导意见	国家能源局	持续完善绿色低碳转型政策体系，科学优化新能源利用率目标，以消纳责任权重为底线，以合理利用率为上线，推动风电光伏高质量发展。
2024.5.28	关于做好新能源消纳工作 保障新能源高质量发展的通知	国家能源局	在科学开展新能源消纳分析的基础上，充分考虑新能源发展、系统承载力、系统经济性、用户承受能力等因素，确定新能源利用率目标。部分资源条件较好的地区可适当放宽新能源利用率目标，原则上不低于 90%。建立健全区域电力市场，优化区域内省间错峰互济空间和资源共享能力。
2024.5.29	2024—2025 年节能降碳行动方案	国务院	科学合理确定新能源发展规模，在保证经济性前提下，资源条件较好地区的新能源利用率可降低至 90%。加强绿证交易与节能降碳政策衔接，2024 年底实现绿证核发全覆盖。

资料来源：北极星电力网，国家发改委、国家能源局、政府官网，国盛证券研究所

4.2 补贴发放有望加快兑现，改善资产负债表弹性较大

补贴回收有望加快，缓解现金流压力。2012 年财政部、国家发展改革委、国家能源局发布了可再生能源电价附加资金补助目录（第一批），促进新能源产业初期发展。但随着新能源项目规模的快速扩大，补贴申报逐渐滞后，根据中电联《新能源补贴拖欠问题及政策建议》，截至 2019 年底，国网、南网、蒙西电网经营区合计拖欠补贴 3273.09 亿元。

2022年3月三部委联合下发《关于开展可再生能源发电补贴自查工作的通知》，用以解决新能源欠补问题；5月，国常会部署稳物价、保能源供应，再向中央发电企业拨付500亿元；8月，南方电网设立广州可再生能源发展结算服务有限公司并统筹解决可再生能源发电补贴问题；11月，中央预决算公开平台发布《财政部关于提前下达2023年可再生能源电价附加补助地方资金预算的通知》，下达可再生能源电价附加补助至山西、内蒙古、吉林、浙江、湖南、广西、重庆、四川、贵州、云南、甘肃、青海和新疆13个省、市、自治区。发放补贴总计47.1亿元。其中，风电补贴20.46亿元，光伏补贴25.8亿元，生物质补贴8425万元。

目前，我们预期第二批补贴核查进程有望加快，随着补贴回收进程的加快，新能源电力运营商资金压力将得到较大程度缓解进一步缓解。

图表57: 绿电公司应收账款情况梳理

代码	公司名称	市值(亿元)	应收账款(亿元)	营业收入(亿元)	应收账款/营业收入
000040.SZ	ST 旭蓝	22	31	15	208%
600821.SH	金开新能	113	59	33	177%
001258.SZ	立新能源	63	17	10	173%
000862.SZ	银星能源	50	22	13	166%
600032.SH	浙江新能	188	75	45	166%
000537.SZ	中绿电	192	55	37	148%
600163.SH	中闽能源	115	24	17	141%
600905.SH	三峡能源	1311	367	265	138%
603693.SH	江苏新能	91	27	19	136%
601619.SH	嘉泽新能	80	32	24	131%
601778.SH	晶科科技	107	55	44	127%
601016.SH	节能风电	215	65	51	127%
000591.SZ	太阳能	196	115	95	121%
002218.SZ	拓日新能	54	12	11	106%
000155.SZ	川能动力	242	24	33	71%
002480.SZ	新筑股份	39	17	25	68%
002617.SZ	露笑科技	131	18	28	66%
601222.SH	林洋能源	152	45	69	66%
002256.SZ	兆新股份	53	2	3	60%
300317.SZ	珈伟新能	37	4	9	52%
601908.SH	京运通	77	34	105	33%
600956.SH	新天绿能	325	62	203	31%
603105.SH	芯能科技	45	2	7	26%
000507.SZ	珠海港	51	13	55	23%
300125.SZ	ST 聆达	22	2	8	21%
001289.SZ	龙源电力	1407	4	376	1%

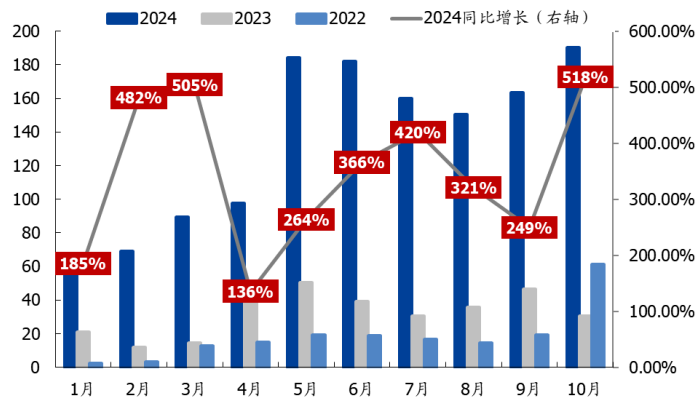
资料来源: Wind, 国盛证券研究所(市值选取2024年12月4日为截至日, 应收、营收数据选取2023年年报数据)

4.3 绿电环境价值加速兑现

绿证绿电交易规模持续扩大，加速绿电环境价值兑现。2024年，《关于加强绿色电力证书与节能降碳政策衔接大力促进非化石能源消费的通知》、《关于2024年可再生能源电力消纳责任权重及有关事项的通知》、《电力中长期交易基本规则—绿色电力交易专章》、《可再生能源绿色电力证书核发和交易规则》等系列政策规则接连发布。在政策推动下，绿证绿电交易量同比增长显著，有力促进绿电环境价值兑现。

2024年1-10月，省内绿电直接交易量累计1632.50亿千瓦时，同比增长294.04%；月度交易量与2023同期相比增长率均超100%。

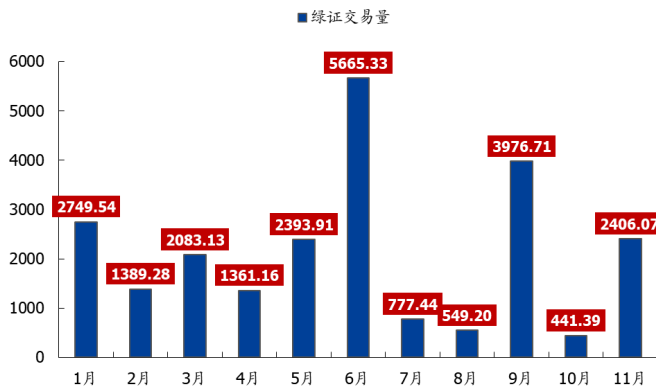
图表58：省内绿电月度直接交易量（单位：亿千瓦时）



资料来源：iFinD，国盛证券研究所

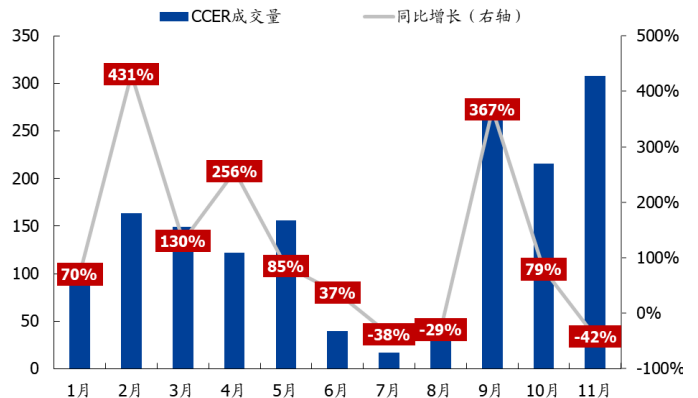
截至2024年10月底，全国累计核发绿证35.51亿个。其中，风电13.23亿个，占37.25%；太阳能发电6.81亿个，占19.18%；常规水电12.77亿个，占35.97%；生物质发电2.64亿个，占7.44%；其他可再生能源发电567万个，占0.16%。2024年1-11月，北京、上海、广州、深圳、天津、四川、福建七省市CCER总成交量分别为110.18、163.50、148.98、121.62、156.13、39.69、17.09、34.87、261.32、215.71、307.82万吨。

图表59：2024年绿证月度交易量（单位：万个）



资料来源：Wind，国盛证券研究所

图表60：2024年CCER月度成交量（单位：万吨）

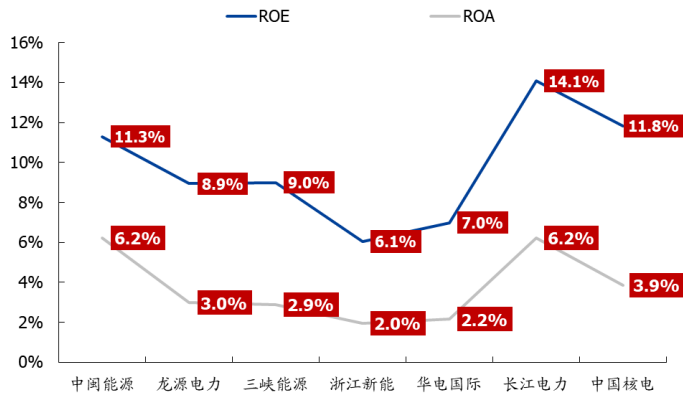


资料来源：iFinD，国盛证券研究所

4.4 重视海风投资机会

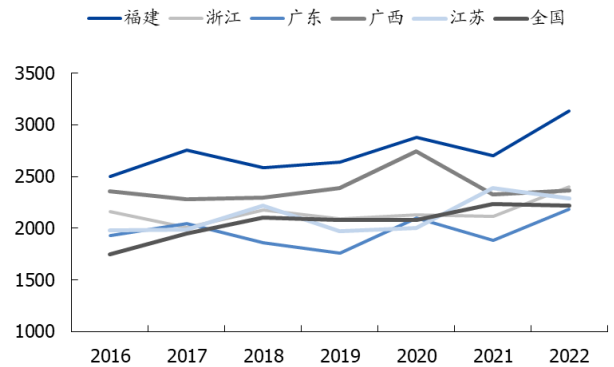
风电 ROE 可媲美水核，海风“量价”具有优势。相比于火电和光伏运营商，风电运营公司 ROE 和 ROA 都更具优势，以中闽能源为例，风电为主营业务的新能源运营商，其资产收益率可以堪比核电运营商，主要在于海上风电电价市场化进程较为保守，福建等省份尚未完全打开海风的电价市场化，且现货都暂处于试运行阶段，整体对于电价压力可控。

图表61: 2023年各电源代表公司 ROE 与 ROA 情况对比



资料来源: Wind, 国盛证券研究所

图表62: 全国及重点区域风电利用小时数 (单位: 小时)



资料来源: iFinD, 国盛证券研究所

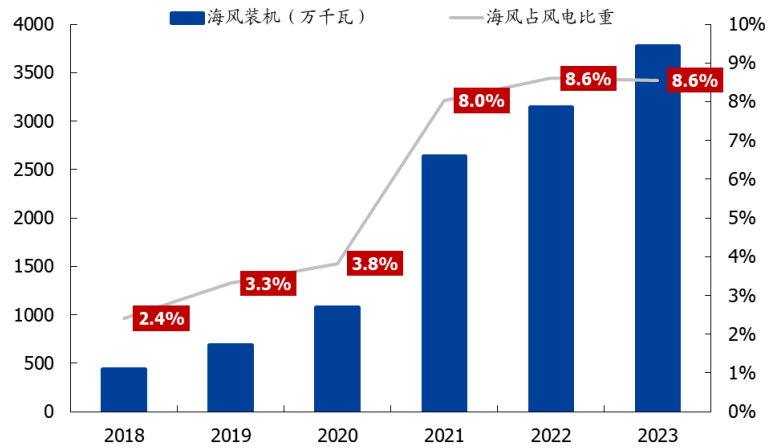
政策支持开发，装机增量空间大，建议关注沿海重点资源区域。新能源装机快速增长，但是海风装机新建仍有较大空间，2019年-2023年累计装机分别为7/11/26/31/38GW。截至2023年，海风装机占风电总装机的比例为8.6%，占全国风电及光伏装机的比例为3.6%，占全国总装机的比例仅为1.3%。

图表63: 福建省海风相关政策梳理

时间	政策	重点内容
2021 年 5 月 14 日	福建省人民政府关于印发加快建设“海上福建”推进海洋经济高质量发展三年行动方案（2021—2023 年）	拓展海上风电产业链。有序推进福州、宁德、莆田、漳州、平潭海上风电开发。建设福州江阴等海上先进风电装备园区。规划建设深远海海上风电基地。
2021 年 11 月 15 日	福建省“十四五”海洋强省建设专项规划	拓展海上风电产业链。有序推进福州、宁德、莆田、漳州、平潭海上风电开发，坚持以资源开发带动产业发展，吸引有实力的大型企业来闽发展海洋工程装备制造等项目，不断延伸风电装备制造、安装运维等产业链，建设福州江阴等海上先进风电装备园区。规划建设深远海海上风电基地。
2022 年 6 月 1 日	福建省“十四五”能源发展专项规划	加大风电建设规模。“十四五”期间有序择优推进《福建省海上风电场工程规划》内省管海域海上风电项目建设，新增开发规模 1030 万千瓦。稳妥推进国管海域深远海海上风电项目，加强建设条件评估和深远海大容量风电机组、远距离柔性直流输电、海上风电融合发展技术论证，示范化开发 480 万千瓦。
2022 年 12 月 28 日	福建省发展和改革委员会关于做好促进新时代新能源高质量发展有关工作的函	加快福建海上风电基地建设。加快实施海上风电场工程规划，积极推进闽南海上风电基地示范开发，“十四五”期间加快完成福建省海上风电规划内省管海域 1030 万千瓦、深远海 480 万千瓦海上风电配置。鼓励、引导新增海上风电、集中式光伏发电项目配建储能，推动配建储能接入海上风电、集中式光伏电站内部，实现就地调节。
2023 年 7 月 26 日	福建省 2023 年海上风电市场化竞争配置（第一批）结果的公示	本次竞争配置项目包括长乐 B 区（调整）10 万千瓦、长乐外海 I 区（南）30 万千瓦、长乐外海 J 区 65 万千瓦、长乐外海 K 区 55 万千瓦、莆田湄洲湾外海 40 万千瓦，共 5 个场址、200 万千瓦。作为全国海上风力资源最好的地区之一，福建海上风电产业发展风正劲，多个项目获批建设。
2024 年 2 月 5 日	福建省 2024 年度省重点项目名单的通知	福建省 2024 年将重点建设 11 个海上风电项目，总装机容量为 4.85 吉瓦。业主包括三峡集团、中广核、中能建、东方电气、宁德时代等。

资料来源：央视网，福建省人民政府，福建省发展和改革委员会，中国电力报，福建日报，北极星风力发电网，国盛证券研究所

图表64: 我国海风装机及海风占整体风电比重



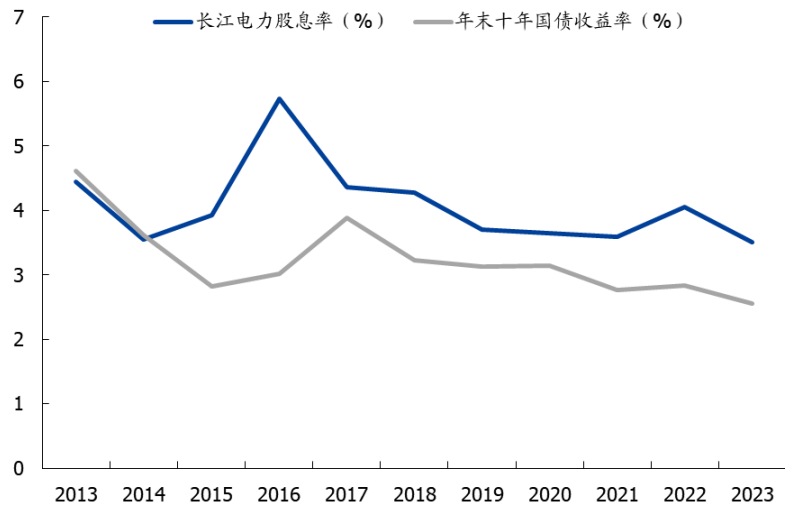
资料来源: Wind, 国盛证券研究所

组件成本持续下降，项目收益率有望提升。风电形成从设备制造、开发建设到运行维护的完备全产业链体系。目前风力发电技术中，风轮直径和叶尖高度有显著的提升，目前风轮直径普遍可达200米以上，最大叶尖高度可达320米，机组大型化有效降低了风力发电成本。同时，今年年中以来，风电零部件常用原材料生铁、废钢、中厚板等产品价格明显回落。从2021年开始，风机价格一路走低。陆上风机中标价格从2020年初4200元/千瓦一路下滑至2024年年初的最低1000元/千瓦附近，区间跌幅超过75%；海上风机价格则从2019年价格高点的8000元/千瓦左右降至目前的3000元/千瓦左右，跌幅超过一半。

5. 水电：坚持长期主义，来水波动不改红利优势

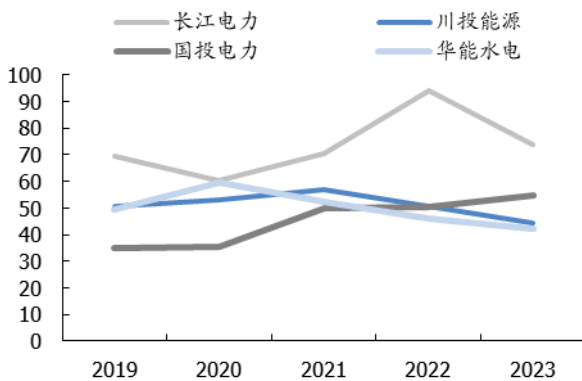
水电企业盈利模式清晰，高分红高 ROE，红利资产配置优选。水电企业的 ROE 较高且上网电价逐年上升，盈利能力和收入稳定增长。以长江电力为例，上市以来分红比例保持在 60%以上，其股息率长期高于十年国债收益率，并表现出高度的稳定性。稳定且较高的股息率及分红使得水电企业成为低利率环境下的优质投资选择。

图表65: 长江电力股息率与十年国债收益率对比 (单位: %)



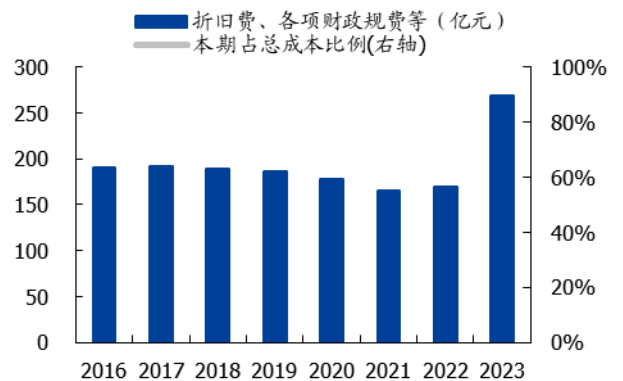
资料来源: iFinD, 国盛证券研究所

图表66: 部分水电企业分红比例 (%)



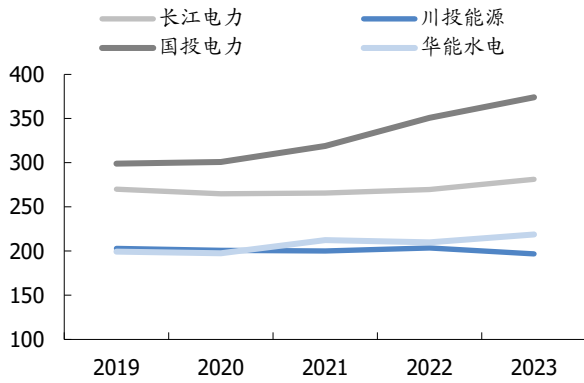
资料来源: iFinD, 国盛证券研究所

图表67: 长江电力折旧费 (亿元) 及其水电占成本比例



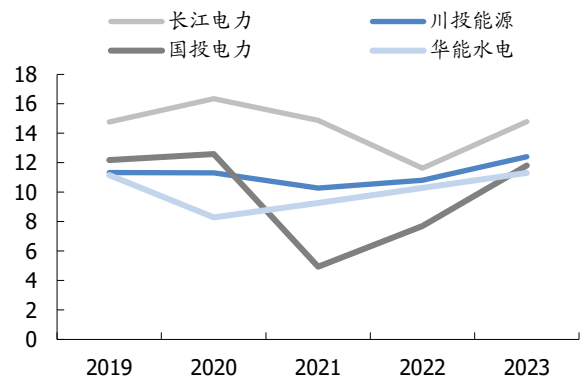
资料来源: 长江电力公司年报, 国盛证券研究所

图表68: 部分水电企业上网电价 (元/千瓦时)



资料来源: 各公司年报, 国盛证券研究所

图表69: 部分水电企业 ROE (%)



资料来源: iFinD, 国盛证券研究所

水电行业企业重资产属性, 具备永续经营前提。水电资产模式具备前期高投入、长期稳定运营、成本结构优化和持续盈利能力等特性。大坝、水电站等固定资产的初始投入资本较大, 且建设周期较长。运营期间水电企业的主要成本为资产折旧和贷款利息, 折旧费用通常占总营业成本的 40%以上。运营中后期, 前期投资所形成的固定资产逐步摊销, 贷款利息逐年下降, 企业的整体成本结构得到优化, 净利润和自由现金流量将增加。以长江电力为例, 水电站的折旧年限为 5-32 年, 房屋及建筑物的折旧年限为 8-50 年, 而大坝等固定资产的折旧年限则达 40-60 年甚至更长。与此同时, 大坝、厂房等主要资产的实际使用年限预计高于折旧年限, 与火电、风电设备的运行年限相比, 水电资产的运行年限更长, 长江水电的大部分主要水电站目前处于经营初期, 预计未来能够实现稳定的现金流和高盈利水平。因此, 长期稳定的运营模式确保了水电企业在完成前期高投入后, 能够通过长期稳定的发电收入实现资产的回收和盈利, 具有永续经营性。

图表70: 长江电力 2023 年固定资产折旧方法

类别	折旧方法	折旧年限 (年)	年折旧率 (%)
挡水建筑物	直线法	40-60	1.67-2.50
房屋及建筑物	直线法	8-50	1.94-12.50
机器设备	直线法	5-32	3.03-20.00
运输设备	直线法	3-10	9.70-33.33
电子及其他设备	直线法	3-12	8.08-33.33

资料来源: 长江电力公司年报, 国盛证券研究所

梯级水电有望发挥流域一体化经营优势。流域梯级水电在装机容量、规模储能和灵活调节方面均具优势。其一, 风光发电具有间歇性和波动性, 水电相对稳定, 能够平抑风光发电的出力波动, 让整体发电输出更平稳, 提高电力系统的稳定性和可靠性。其二, 水电能够发挥杠杆作用, 撬动更多的新能源开发。通常情况下, 常规水电可配套开发相当于自身装机规模 1-1.5 倍的新能源, 抽水蓄能可将这一数值进一步提升至 3-4 倍。其三, 水风光一体化开发可提高已有输电通道利用率, 促进电网电源同步规划建设。

6. 核电：兼具成长性与确定性

新型电力系统背景下，核电作为基荷能源重要性提升。新型电力系统以确保能源电力安全为基本前提，核能具有能量密度高、碳排放量少、利用小时数长等特点。数据显示，1千克铀 235 的全部核裂变将产生 20 吉瓦小时的能量，相当于释放 2000 吨煤的能量，核电代替煤电作为基荷能源将大幅节约运输成本，缓解能源输送压力。据国际原子能机构（IAEA）报告显示，每生产一度电，煤炭发电需排放 357 克碳当量，光伏发电需排放 76.4 克，水力发电需排放 64.4 克，风能发电需排放 13.1 克，核能仅需排放 5.7 克，核电发展将有效助力我国“双碳”目标。中国核能行业协会预测我国在碳达峰阶段（目前至 2030 年），核电发电量占比将超过 8%，煤电发电量占比降至 42%；在深度低碳阶段（2031-2050 年），核电发电带能量占比将超过 17%，煤电发电量占比降至 10%；在碳中和阶段（2051-2060 年），核电发电量占比达到 18%，煤电发电量降至 6% 左右。同时，核电受能源质量影响较小，利用小时数远高于其他发电形式，发电稳定性和持续性较强，作为基荷能源将切实保障电力安全。

在建机组数量、容量双居世界第一，锁定未来成长性。2022 年、2023 年连续两年，我国每年批准 10 台核电机组。截至 2024 年 7 月，中国核电在建 13 台（含海南昌江小型堆机组），待建 4 台；中国广核在建 6 台，待建 4 台；中国电投在建 5 台，待建 1 台；中国华能在建 2 台，待建 2 台。

图表71: 我国核电在建项目明细

项目名称	机组	控股股东	装机总量 (万千瓦)	机型
漳州核电站	1号	中国核电	121.2	华龙一号
漳州核电站	2号	中国核电	121.2	华龙一号
漳州核电站	3号	中国核电	121.2	华龙一号
徐大堡核电站	3号	中国核电	127.4	VVER1200/V491
徐大堡核电站	4号	中国核电	127.4	VVER1200/V491
徐大堡核电站	1号	中国核电	129.1	CAP1000
霞浦核电站	1号	中国核电	60	CFR600
霞浦核电站	2号	中国核电	60	CFR600
田湾核电站	7号	中国核电	126.5	VVER1200/V491
田湾核电站	8号	中国核电	126.5	VVER1200/V491
三门核电站	3号	中国核电	125.1	CAP1000
三门核电站	4号	中国核电	125.1	CAP1000
昌江核电站	小型堆机组	中国核电	12.5	玲龙一号
徐大堡核电站	2号	中国核电	129.1	CAP1000
太平岭核电站	1号	中国广核	112.6	华龙一号
陆丰核电站	5号	中国广核	120	华龙一号
陆丰核电站	6号	中国广核	120	华龙一号
太平岭核电站	2号	中国广核	112.6	华龙一号
苍南三澳核电站	1号	中国广核	112.6	华龙一号
苍南三澳核电站	2号	中国广核	112.6	华龙一号
廉江核电站	1号	中国电投	125	CAP1000
海阳核电站	3号	中国电投	125.3	CAP1000
海阳核电站	4号	中国电投	125.3	CAP1000
国和一号示范工程	1号	中国电投	153.4	国和一号
国和一号示范工程	2号	中国电投	153.4	国和一号
昌江核电站	3号	华能	120	华龙一号
昌江核电站	4号	华能	120	华龙一号

资料来源: 中国核能行业协会, 公司公告, 国盛证券研究所

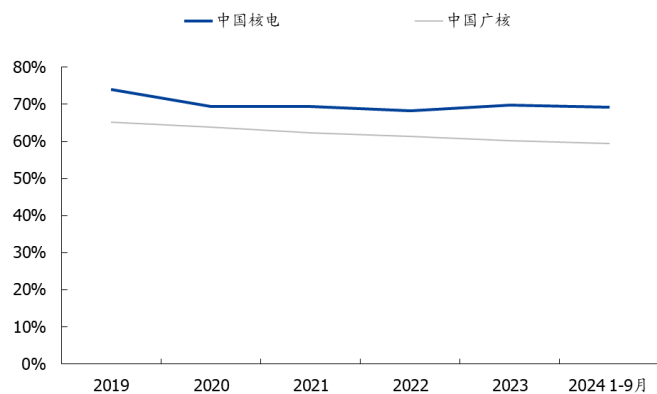
图表72: 我国待建机组数量情况

项目名称	机组	控股股东	装机总量 (万千瓦)	机型
漳州核电站	4号	中国核电	121.2	华龙一号
金七门核电站	1号	中国核电	121.5	华龙一号
金七门核电站	2号	中国核电	121.5	华龙一号
宁德核电站	5号	中国广核	121	华龙一号
宁德核电站	6号	中国广核	121	华龙一号
太平岭核电站	3号	中国广核	120.9	华龙一号
太平岭核电站	4号	中国广核	120.9	华龙一号
廉江核电站	2号	中国电投	125.3	CAP1000
石岛湾核电站	1号	华能	122.5	华龙一号
石岛湾核电站	2号	华能	122.5	华龙一号

资料来源: 北极星电力网, 中央人民政府, 中国核能行业协会, 公司公告, 国盛证券研究所

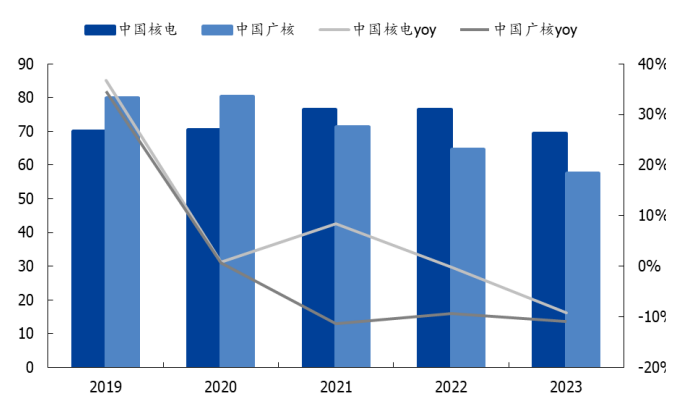
还本付息, 降低财务杠杆, 减少财务成本, 实现降本增效。中国核电 2024 年三季度末资产负债率为 69.28%, 同比下降 0.23%; 2023 年利息支出 69.3 亿元, 同比下降 9.3%。中国广核资产 2024 年三季度末负债率为 59.45%, 同比下降 0.77%; 2023 年利息支出 57.6 亿元, 同比下降 10.9%。财务成本的持续下降将助推 ROE 持续攀升。

图表73: 中国核电, 中国广核资产负债率情况



资料来源: Wind, iFinD, 国盛证券研究所

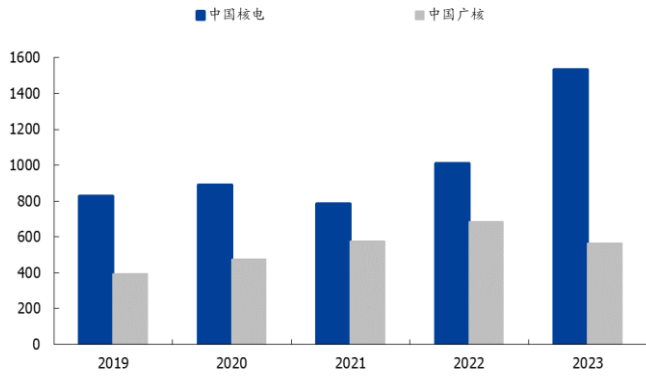
图表74: 中国核电, 中国广核利息支出情况 (亿元)



资料来源: iFinD, 国盛证券研究所

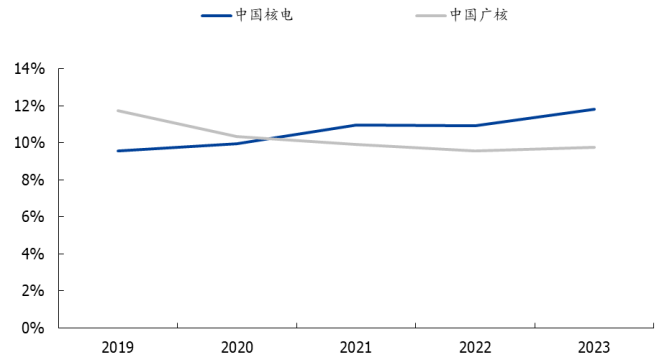
在建工程持续攀升, 保证未来成长性。2023 年, 中国核电在建工程达 1533 亿元, 同比增长 51.59%; 中国广核在建工程达 563 亿元, 同比下降 17.53%。两大核电寡头在建工程量级均处于历史高位, 目前核准机组未来确定性增长, 保证未来成长空间。

图表75: 中国核电, 中国广核在建工程情况 (亿元)



资料来源: iFinD, 国盛证券研究所

图表76: 中国核电, 中国广核 ROE



资料来源: iFinD, 国盛证券研究所

7. 投资建议

“十四五”期间我国用电需求仍然刚性增长，随着新型电力系统深入推进建设，新能源装机大幅提升，电力负荷平衡仍呈现偏紧格局，**加快推进电改与解决新能源消纳仍是并行的两条重要主线。**

绿电：静待政策东风催化。新能源核心矛盾在消纳，消纳引致量&价风险挫伤估值，当前多项政策出台缓解消纳压力，缓冲量价风险释放。存量项目补贴回收有望加快，缓解现金流压力，资产负债表改善后业绩弹性空间较大。绿电之中重点推荐更具量价确定性的海风板块。

火电：转型灵活性电源，容量电价出台重塑长期盈利模式，迎来价值重估重要时期。长期仍优选区域占优、具备量价支撑标的；短期内，电价前置，煤价跌破长协，具备弹性超额空间。火电仍在转型灵活性电源，电量电价+容量电价+辅助服务收入多元化，2025年预计电量电价下跌对应煤价成本下探，容量电价预计 2026 年全国整体水平提升，未来 2-3 年在火电进入低速增长新周期，供需格局偏紧区域具备更强量价支撑。当前电价已基本确定，电价风险一次性出清，煤价仍在下行通道，成本具备较大弹性空间。

水电：坚持长期主义，来水波动不改红利优势。水电盈利模式清晰，年度来水波动并不影响水电资产高分红高 ROE 优势，红利资产配置优选，持续推荐高股息高 ROE 水电板块。

核电：成长加速，看好后期高股息红利资产潜力。当前，我国核电进入每年 6-10 台审批节奏，增长潜力较大，机组陆续投产，增厚企业现金流。同时核电技术不断发展，降本空间扩大。伴随电力市场建设进程加快，量、价有望齐受益。

重视红利资产配置价值，推荐关注长江电力、国投电力、川投能源、华能水电。看好电价风险出清后的火电板块，推荐关注电价降幅少/成本具备支撑或者具备高分红高股息的火电运营商华电国际、皖能电力、申能股份、浙能电力。推荐关注政策催化有望落地的绿电板块，建议关注中闽能源、福能股份、龙源电力（A+H）推荐关注低碳化改造产业链标的：青达环保和华光环能。核电板块，推荐关注中国核电和中国广核。

长江电力

长江电力是全球最大的水电上市公司，2023 年公司水电总装机 7179.5 万千瓦（含乌、白电站），其中，国内水电装机 7169.5 万千瓦，占全国水电装机的 17.01%。公司水电资产稀缺，自 1 月乌、白注入后，六库联调有望整体抬升发电预期。公司业绩优异，常年保持高分红，公司章程明确 2021~2025 年每年度利润分配按不低于当年实现净利润 70% 进行现金分红。虽然短期受来水影响业绩波动，但长期来看，盈利模式的稳定性使其红利价值突出，长期投资价值依然可贵。

华电国际

公司为全国最大型的综合性能源公司之一，发电资产遍布全国十二个省、市，主要处于电力、热力负荷中心或煤炭资源丰富区域。截至 2024 年半年报，公司控股装机容量为 58815.32MW，燃煤发电装机占比约 80%，燃气发电、水力发电等清洁能源发电装机占比约 20%。整体业绩受煤价驱动影响较多，且作为全国电力运营商，可平衡不同区域电价下降影响，受益于煤价下跌，有望保持盈利向上。

申能股份

公司是以电力、油气为主业的综合性能源供应商，多元产业结构有效平滑单个行业波动对公司业绩的影响。其中电力领域涉及煤电、气电、核电、新能源发电等多板块，电力供应占上海地区约三分之一。公司机组具备高参数、低能耗优势，充分受益于成本下跌带来的利润弹性增长。同时，公司在火电板块中具备高分红、高股息的红利优势。

皖能电力

公司为皖能集团电力资产平台，2023年公司控股在运省调机组装机容量占安徽省省调火电总装机容量的22.8%。公司装机资产具备成长空间，截至2023年，公司控股装机1494万千瓦，在建装机356万千瓦。作为省属电力企业，受益于安徽社会用电供需格局偏紧，量、价有支撑。同时，公司陆续有参控股新建机组投产，具备装机成长空间，可带动业绩增量抵御电价下行风险。

浙能电力

浙江省属火电龙头，以火为基，多元布局。公司为浙能集团下唯一火电上市公司，是浙江省电力龙头运营商。2023年公司管理电力装机3517万千瓦，其中煤电占比87.78%，气电占比11.45%，占全省统调煤电装机58%。2021-2022年由于煤价走高导致公司连续亏损，2023年受益于煤炭价格中枢回落，火电量价齐升，公司盈利修复。除电力主业外，公司参股核电，获得稳健投资收益。2025年预期电价下行，公司仍具备高分红、高股息优势，同时低长协比例具备成本弹性。

中闽能源

公司为福建省新能源发电运营商，以风力发电为主。福建省“狭管效应”具备独特风电资源优势，公司陆上风电集中于风资源较优的福清、平潭、连江等沿海地区，实际运行年利用小时数高、无弃风限电。背靠股东福建省级国有资本投资公司，具备较强获取新能源优质资源能力。同时，为避免同业竞争，投资集团承诺以优质海电资产注入，打开公司成长空间。

中国核电

公司背靠中核集团，为国内核电双寡头之一，核电板块资源优势稀缺，核准加速成长性提升，2023年全国核准10台核电，政策多次提出安全有序积极发展核电，核电核准进程有望保持6~8台/年，具备成长空间。同时核电电价机制市场化发展，有望电价上浮提升营收。成本端具备降本空间，随着国内核电机组技术成熟与产业链发展，造价与运营成本皆预期下降。

风险提示

1. 原料价格超预期上涨。

若国内外煤价出现波动大幅上涨，导致火电成本快速增加，从而影响火电装机和盈利修复空间。

2. 项目建设进度不及预期。

风电、光伏及火电等电力工程项目受到上游产业链价格波动、项目资源变化、政策影响等影响工程建设进度，导致各个电源装机不及预期。

3. 电力体制改革政策推进进度和力度不及预期。

电力体制改革推进不及预期，影响电力辅助服务市场、容量电价、绿证和绿电交易等细分政策推行，可能会影响火电、绿电等理顺价格机制，影响盈利能力增强。

4. 可能存在测算误差风险。

本文涉及用电平衡表测算、火电利润敏感性测算等内容，部分参数为个人假设，或存在与实际情况的偏差。

免责声明

国盛证券有限责任公司（以下简称“本公司”）具有中国证监会许可的证券投资咨询业务资格。本报告仅供本公司的客户使用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。在任何情况下，本公司不对任何人因使用本报告中的任何内容所引致的任何损失负任何责任。

本报告的信息均来源于本公司认为可信的公开资料，但本公司及其研究人员对该等信息的准确性及完整性不作任何保证。本报告中的资料、意见及预测仅反映本公司于发布本报告当日的判断，可能会随时调整。在不同时期，本公司可发出与本报告所载资料、意见及推测不一致的报告。本公司不保证本报告所含信息及资料保持在最新状态，对本报告所含信息可在不发出通知的情形下做出修改，投资者应当自行关注相应的更新或修改。

本公司力求报告内容客观、公正，但本报告所载的资料、工具、意见、信息及推测只提供给客户作参考之用，不构成任何投资、法律、会计或税务的最终操作建议，本公司不就报告中的内容对最终操作建议做出任何担保。本报告中所指的投资及服务可能不适合个别客户，不构成客户私人咨询建议。投资者应当充分考虑自身特定状况，并完整理解和使用本报告内容，不应视本报告为做出投资决策的唯一因素。

投资者应注意，在法律许可的情况下，本公司及其本公司的关联机构可能会持有本报告中涉及的公司所发行的证券并进行交易，也可能为这些公司正在提供或争取提供投资银行、财务顾问和金融产品等各种金融服务。

本报告版权归“国盛证券有限责任公司”所有。未经事先本公司书面授权，任何机构或个人不得对本报告进行任何形式的发布、复制。任何机构或个人如引用、刊发本报告，需注明出处为“国盛证券研究所”，且不得对本报告进行有悖原意的删节或修改。

分析师声明

本报告署名分析师在此声明：我们具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格或相当的专业胜任能力，本报告所表述的任何观点均精准地反映了我们对标的证券和发行人的个人看法，结论不受任何第三方的授意或影响。我们所得报酬的任何部分无论是在过去、现在及将来均不会与本报告中的具体投资建议或观点有直接或间接联系。

投资评级说明

投资建议的评级标准		评级	说明
评级标准为报告发布日后的 6 个月内公司股价（或行业指数）相对同期基准指数的相对市场表现。其中 A 股市场以沪深 300 指数为基准；新三板市场以三板成指（针对协议转让标的）或三板做市指数（针对做市转让标的）为基准；香港市场以摩根士丹利中国指数为基准，美股市场以标普 500 指数或纳斯达克综合指数为基准。	股票评级	买入	相对同期基准指数涨幅在 15%以上
		增持	相对同期基准指数涨幅在 5%~15%之间
		持有	相对同期基准指数涨幅在 -5%~+5%之间
		减持	相对同期基准指数跌幅在 5%以上
	行业评级	增持	相对同期基准指数涨幅在 10%以上
		中性	相对同期基准指数涨幅在 -10%~+10%之间
		减持	相对同期基准指数跌幅在 10%以上

国盛证券研究所

北京

地址：北京市东城区永定门西滨河路 8 号院 7 楼中海地产广场东塔 7 层

邮编：100077

邮箱：gsresearch@gszq.com

南昌

地址：南昌市红谷滩新区凤凰中大道 1115 号北京银行大厦

邮编：330038

传真：0791-86281485

邮箱：gsresearch@gszq.com

上海

地址：上海市浦东新区南洋泾路 555 号陆家嘴金融街区 22 栋

邮编：200120

电话：021-38124100

邮箱：gsresearch@gszq.com

深圳

地址：深圳市福田区福华三路 100 号鼎和大厦 24 楼

邮编：518033

邮箱：gsresearch@gszq.com